



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 8 de junio de 2023

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Fredy Andrés Narváez Bohórquez, con C.C. No. 7.733.449 de Neiva,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado Factibilidad técnica para implementación de conformidad de agua en la formación productora de un campo petrolero en el Huila al cual se le está realizando inyección de agua como método de recobro

presentado y aprobado en el año 2023 como requisito para optar al título de

Magister en Ingeniería de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Frederic Andrés Narváez B.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Factibilidad técnica para implementación de conformidad de agua en la formación productora de un campo petrolero en el Huila al cual se le está realizando inyección de agua como método de recobro

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Narváz Bohórquez	Fredy Andrés

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Escobar Macualo	Freddy Humberto

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Magister en Ingeniería de Petróleos

FACULTAD: Facultad de Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Maestría en Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2023 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 92

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X
Grabados___ Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___
Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: N/A

MATERIAL ANEXO: N/A



PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Recobro secundario</u>	<u>Secondary recovery</u>	6. _____	_____
2. <u>Inyección de agua</u>	<u>Water injection</u>	7. _____	_____
3. <u>Conformidad de agua</u>	<u>Water conformance</u>	8. _____	_____
4. <u>Simulación de yacimientos</u>	<u>Reservoir simulation</u>	9. _____	_____
5. <u>Factor de recobro</u>	<u>Recovery factor</u>	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El campo objeto de estudio, se ubica en el departamento del Huila (Colombia). Inició su producción primaria en 1988 en flujo natural y posteriormente con sistemas de levantamiento artificial, en 1996 inició la etapa de recuperación secundaria con la implementación de inyección de agua logrando incrementar el factor de recobro del campo a 28.19% al 31 de diciembre de 2022. Se realiza una revisión al seguimiento y evaluación a través del tiempo del proyecto de recobro y al piloto de conformidad química de agua realizada el año 2011. Mediante el uso del simulador CMG con base en el modelo estático del yacimiento, se generó el modelo dinámico, el cual se ajustó con la variación de parámetros necesaria buscando representar de la mejor manera la información histórica del campo y ser utilizado para realizar pronósticos del comportamiento futuro del yacimiento. Se evalúa el estado actual (01/01/2023) de la saturación de aceite en los patrones de inyección activos y en el yacimiento en general, logrando evidenciar 13 oportunidades de aplicación de conformidad de agua que incluyen modificación del perfil de inyección, perforaciones de pozos de relleno (infill), y servicios de acondicionamiento de pozos (workover), las cuales fueron evaluados en corridas de simulación de 5 años. Se detectan 9 escenarios con viabilidad técnica que incrementan el factor de recobro del campo, sin embargo, se requieren las respectivas evaluaciones económicas en función al plan de desarrollo que la empresa operadora del campo tenga previsto para el mismo.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The field under study is located in the department of Huila (Colombia). It began its primary production in 1988 in natural flow and later with artificial lift systems, in 1996 it began the secondary recovery stage with the implementation of water injection, managing to increase the recovery factor of the field to 28.19% as of December 31, 2022. A review of the



monitoring and evaluation over time of the recovery project and the water chemical compliance pilot carried out in 2011 is carried out. Through the use of the CMG simulator based on the static model of the reservoir, the dynamic model was generated, which was adjusted with the necessary parameter variation seeking to best represent the historical information of the field and be used to make forecasts of the future behavior of the reservoir. The current state (01/01/2023) of oil saturation in the active injection patterns and in the reservoir in general is evaluated, evidencing 13 opportunities for the application of water compliance that include modification of the injection profile, perforations of fill wells (infill), and well conditioning services (workover), which were evaluated in 5-year simulation runs. 9 scenarios with technical feasibility that increase the recovery factor of the field are detected, however, the respective economic evaluations are required based on the development plan that the operating company of the field has planned for it.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

Firma:

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepúlveda Gaona

Firma:

Nombre Jurado: José Miguel Galindo Sánchez

Firma:

FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA IMPLEMENTACIÓN DE CONFORMIDAD DE
AGUA EN LA FORMACIÓN PRODUCTORA DE UN CAMPO PETROLERO EN EL
HUILA AL CUAL SE LE ESTÁ REALIZANDO INYECCIÓN DE AGUA COMO
MÉTODO DE RECOBRO.

FREDY ANDRES NARVAEZ BOHORQUEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRIA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
2023

FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA IMPLEMENTACIÓN DE CONFORMIDAD DE
AGUA EN LA FORMACIÓN PRODUCTORA DE UN CAMPO PETROLERO EN EL
HUILA AL CUAL SE LE ESTÁ REALIZANDO INYECCIÓN DE AGUA COMO
MÉTODO DE RECOBRO.

Presentado por:

FREDY ANDRES NARVAEZ BOHORQUEZ

Trabajo de grado para optar al título como Magister en Ingeniería de Petróleos

Director:

PhD FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRIA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
2023

Nota de aceptación

Firma del director

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Neiva, 06 de junio de 2023

DEDICATORIA

A Dios.

Por su infinita compasión y amor, por bendecirme cada día permitiéndome lograr objetivos según su voluntad.

A mis padres y hermanos.

Por su constante e incondicional amor, apoyo y guía que me permitieron entender que con Dios y con sacrificio se alcanza el éxito y que la humildad es la mejor virtud del ser humano.

A mis compañeros de vida

*Claudia Marcela por acompañarme incondicionalmente en el camino de la vida y llenar con su amor cada uno de mis días, siempre serás la niña de mi vida.
Roque Esteban y Juan Ángel que desde su llegada a nuestras vidas con su amor me motivan constantemente a ser una mejor persona.*

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

A Dios por todas sus bendiciones a pesar de mis equivocaciones, por perdonar mis momentos de debilidad y por colocar en mi camino a todas las personas que me han permitido ser quien soy.

A mi familia por su unión, constante apoyo y motivación, por confiar y creer en mí, pero sobre todo por brindarme y permitirme vivir en un ambiente lleno de amor.

A los todos los docentes y colaboradores de la Maestría en Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, quienes comprometidamente compartieron sus conocimientos y nos guiaron en este camino con paciencia y dedicación.

A la empresa COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. por compartir licencias de su software Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. con los estudiantes de la Universidad Surcolombiana para desarrollar sus estudios.

CONTENIDO

	pág.
Resumen	10
Introducción	12
Objetivos	13
Objetivo general	13
Objetivos específicos	13
Capítulo 1. Recuperación Secundaria	14
1.1 Generalidades	14
1.2 Inyección de agua.....	16
1.2.1 Control de conformidad	18
Capítulo 2. Recuperación secundaria en el Huila	19
2.1 Historia de la industria petrolera en el Huila	19
2.2 Proyectos de recuperación secundaria en el Huila.....	22
Capítulo 3. Descripción del proyecto	25
3.1 Generalidades campo objeto del estudio.....	25
3.1.1 Recuperación primaria y secundaria	27
3.1.1.1 Inyección de agua	27
3.2 Metodología de evaluación técnica del proyecto	30
3.2.1 Modelo estático del yacimiento	30
3.2.2 Simulación dinámica y ajuste histórico	32
3.2.2.1 Simulación dinámica	32
3.2.2.2 Ajuste histórico.....	40

3.2.3 Análisis de la simulación y planteamiento de escenario de conformación de agua	49
3.2.3.1 Análisis de la simulación	49
Capítulo 4. Resultados.....	56
4.1 Escenario 1. Modificación patrón inyección pozo BC-06	56
4.2 Escenario 2. Modificación patrón inyección pozos BC-25 y BC-26	58
4.3 Escenario 3. Modificación patrón inyección pozo BC-26	61
4.4 Escenario 4. Modificación estado mecánico pozo BC-22ST	63
4.5 Escenario 5. Perforación de relleno (Infill) pozo productor horizontal BC-28 (Capa 15).....	65
4.6 Escenario 6. Perforación de relleno (Infill) pozo productor horizontal BC-28 (Capa 14).....	67
4.7 Escenario 7. Perforación de relleno (Infill) pozo productor vertical BC-28....	69
4.8 Escenario 8. Perforación de relleno (Infill) pozo productor horizontal BC-29 (Capa 3).....	71
4.9 Escenario 9. Perforación de relleno (Infill) pozo productor vertical BC-30....	73
4.10 Escenario 10. Perforación de relleno (Infill) pozo productor horizontal BC-31 (Capa 7).....	75
4.11 Escenario 11. Perforación de relleno (Infill) pozo productor horizontal BC-29 (Capa 3) y reactivación pozos inyectoros BC-03 y BC-04.....	77
4.12 Escenario 12. Perforación de relleno (Infill) pozo vertical BC-30 y conversión del pozo BC-20ST como inyector	78
4.13 Escenario 13. Combinación Escenarios 1, 2 y 4.	80
Conclusiones y recomendaciones	83
Bibliografía.....	84

Listado de Figuras

	pág.
Figura 1. Métodos de producción de un yacimiento petrolífero.	16
Figura 2. Descubrimientos de campos petroleros en el departamento del Huila ...	22
Figura 4. Ubicación Geológica Campo BC	25
Figura 5. Regiones de Equilibrio en Caballos Superior en el Campo BC	26
Figura 6. Comportamiento histórico producción e inyección campo BC	30
Figura 7. Ajuste PVT del crudo campo BC	34
Figura 8. Ajuste PVT del gas campo BC.....	34
Figura 9. Curvas permeabilidades relativas agua-aceite y liquido-gas para los 3 tipos de rocas del campo BC.....	35
Figura 10. Curvas presión capilar para los 3 tipos de rocas del campo BC.....	36
Figura 11. Presión al datum por pozo campo BC	38
Figura 12. Tope de formación Caballos	40
Figura 13. Resultado experimentos análisis de sensibilidades	42
Figura 14. Resultado experimentos ajuste histórico	43
Figura 15. Ajuste histórico producción de aceite.....	45
Figura 16. Ajuste histórico producción de agua, corte de agua	46
Figura 17. Ajuste histórico producción acumulada de agua.....	47
Figura 18. Ajuste histórico producción de gas	47
Figura 20. Ajuste histórico presión promedio de yacimiento.....	49
Figura 21. Pozos activos campo BC	50
Figura 25. Saturación de aceite cerca al pozo productor BC-23.....	53
Figura 27. Saturación de aceite cerca al pozo inyector BC-25	54

Figura 30. Modificación perfil de inyección – producción BC-06/BC-10 realizado en el Escenario 1	57
Figura 31. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-10 para el Escenario 1 y el caso base.	57
Figura 32. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 1 y el caso base.	58
Figura 33. Corte transversal patrón inyección BC-25 y BC-26. Saturación de aceite caso base	59
Figura 34. Modificación perfil de inyección – producción BC-25/BC-19 y BC-26/BC-19 realizado en el Escenario 2.....	59
Figura 35. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-19 para el Escenario 2 y el caso base.	60
Figura 36. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 2 y el caso base.	60
Figura 37. Corte transversal patrón inyección BC-26. Saturación de aceite caso base.....	61
Figura 38. Modificación perfil de inyección – producción BC-26/BC-23 realizado en el Escenario 3.	62
Figura 39. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-23 para el Escenario 3 y el caso base.	62
Figura 40. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 3 y el caso base.	63
Figura 41. Modificación estado mecánico pozo productor BC-22ST realizado en el Escenario 4.....	63
Figura 42. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-22ST para el Escenario 4 y el caso base.	64
Figura 43. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 4 y el caso base.	64
Figura 44. Vista areal de la capa 15 en zona central yacimiento campo BC.	65
Figura 45. Ubicación del pozo horizontal BC-28 para el Escenario 5	66

Figura 46. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-28 para el Escenario 5 y el caso base.	66
Figura 47. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 5 y el caso base.	67
Figura 48. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-28 para el Escenario 6 y el caso base.	68
Figura 49. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 6 y el caso base.	68
Figura 50. Ubicación del pozo vertical BC-28 para el Escenario 7.	69
Figura 51. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-28 para el Escenario 7 y el caso base.	70
Figura 52. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 7 y el caso base.	70
Figura 52. Vista areal de la capa 03 en zona norte del yacimiento campo BC.	71
Figura 53. Ubicación del pozo horizontal BC-29 para el Escenario 5.	72
Figura 54. Pronóstico de producción de acuite y agua en el pozo BC-29 para el Escenario 8 y el caso base.	72
Figura 55. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 8 y el caso base.	73
Figura 56. Ubicación del pozo vertical BC-30 para el Escenario 9.	73
Figura 58. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 9 y el caso base.	74
Figura 59. Vista areal de la capa 07 en zona central del yacimiento campo BC. ...	75
Figura 61. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-31 para el Escenario 10 y el caso base.	76
Figura 62. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 10 y el caso base.	77
Figura 63. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-29 para el Escenario 11 y el caso base.	78

Figura 64. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para El Escenario 11 y el caso base.....	78
Figura 65. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-30 para el Escenario 12 y el caso base.	79
Figura 66. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 12 y el caso base.	79
Figura 67. Pronóstico de producción de aceite y agua en el campo BC para el Escenario 13 y el caso base.	80
Figura 68. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 13 y el caso base.	81

Listado de Tablas

pág.

Tabla 1. Resultados PVT campo BC.	33
Tabla 2. Contactos agua-aceite (OWC) bloque BC	37
Tabla 3. Parámetros evaluados en el análisis de sensibilidad con el CMOST AI ..	41
Tabla 4. Resultados del análisis de sensibilidad.....	42
Tabla 5. Parámetros de ajuste caso base.....	44
Tabla 6. Resumen de resultados de los escenarios simulados	82

Resumen

TÍTULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA IMPLEMENTACIÓN DE CONFORMIDAD DE AGUA EN LA FORMACIÓN PRODUCTORA DE UN CAMPO PETROLERO EN EL HUILA AL CUAL SE LE ESTÁ REALIZANDO INYECCIÓN DE AGUA COMO MÉTODO DE RECOBRO¹.

AUTOR: NARVÁEZ BOHÓRQUEZ, Fredy Andres²

PALABRAS CLAVE: Recobro secundario, Inyección de agua, Conformidad de agua, Simulación de yacimientos, Factor de recobro.

DESCRIPCIÓN:

El campo objeto de estudio se ubica en el departamento del Huila (Colombia) en la cuenca del valle superior del Magdalena. Inició su producción primaria en 1988 en flujo natural y posteriormente con sistemas de levantamiento artificial tipo levantamiento con gas (gas lift) y bombeo mecánico, en 1996 inició la etapa de recuperación secundaria con la implementación de inyección de agua logrando incrementar el factor de recobro del campo a 28.19% al 31 de diciembre de 2022. En el desarrollo del presente trabajo se consolida la historia y el desarrollo de la industria petrolera en el departamento de Huila y la evolución del uso de la recuperación mejorada que incluyen la implementación de proyectos de recobro secundario y pilotos de recobro terciario que hacen que del Huila un referente en este tema, no solo en Colombia sino a nivel mundial.

Se describe la evolución de la gerencia de yacimiento del campo objeto del estudio realizando una revisión especial a la implementación de inyección de agua, el seguimiento y evaluación a través del tiempo de este proyecto de recobro y la aplicación del piloto de conformidad química de agua realizada el año 2011. Con base en la información detallada del modelo estático del yacimiento realizado por la anterior empresa operadora del campo, se generó el modelo virtual del yacimiento en un simulador comercial para posteriormente incluir la información necesaria y ejecutar el modelo dinámico. El modelo dinámico se ajustó con la variación de parámetros necesaria buscando representar de la mejor manera la información histórica del campo y poder ser utilizado para realizar pronósticos del comportamiento futuro del yacimiento.

¹ Proyecto de grado

² Universidad Surcolombiana, Facultad de Ingeniería, Maestra en Ingeniería de Petróleos. Director PhD ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto.

Realizado el ajuste histórico del yacimiento en el simulador se evalúa el estado actual (01/01/2023) de la saturación de aceite en los patrones de inyección activos en el campo y en el yacimiento en general, logrando evidenciar oportunidades de aplicación de conformidad de agua. Se detectan 13 escenarios posibles que incluyen de conformidad por modificación del perfil de inyección, perforaciones de pozos de relleno (infill), y servicios de acondicionamiento de pozos (workover), los cuales fueron evaluados en corridas de simulación de 5 años. De los resultados obtenidos en las 13 corridas de simulación realizadas se detectan 9 escenarios con viabilidad técnica de conformación de agua que podrían ser implementados en el campo objeto de estudio los cuales incrementan el factor de recobro del campo, sin embargo, se deben realizar las respectivas evaluaciones económicas en función al estado actual del activo y el plan de desarrollo que la empresa operadora del campo tenga previsto para el mismo.

Introducción

La seguridad energética en los países en el mundo depende en gran parte de sus reservas de crudo y gas. Para el caso de Colombia, de acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía y otras fuentes importantes, la industria minero-energética le representa al país el 1.3% del Producto Interno Bruto (PIB), el 12% de los Ingresos de la nación y el 40% de las exportaciones (petróleo y derivados). Según el ministerio de Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, con corte al 31 de diciembre de 2022 Colombia tiene reservas probadas de 2074 millones de barriles de aceite y 8,82 Terapias cúbicos de gas que brindan al país una autosuficiencia de 7.5 años en el caso del aceite y 7,2 años de abastecimiento de gas. En el año 2021 se incorporaron 492 millones de barriles de aceite a las reservas probadas de las cuales 62 millones de barriles (12.6%) fueron por proyectos de recuperación mejorada (EOR-PPI). El departamento del Huila con los 21 campos activos a diciembre de 2021 tiene reservas probadas de 52.6 millones de barriles correspondiente al 2.5% de las reservas del país.

En campos maduros como los presentes en el departamento del Huila, desarrollar las reservas de aceite implican la implementación de métodos de recuperación mejorada que aseguren el mayor factor de recobro posible en cada campo. El principal método de recobro usado en el Huila es la inyección de agua que ha tenido buen desempeño incrementando en promedio 8% a 11% la recuperación de aceite en los campos donde se ha implementado, sin embargo, se ha evidenciado en la mayoría de los proyectos una baja eficiencia de barrido por la canalización del agua inyectada al yacimiento debido a la heterogeneidad de las formaciones productoras.

El campo objeto de este estudio no ha sido ajeno a esta realidad, razón por la cual en el año 2011 se realizó un piloto de conformidad de agua de tipo químico con la inyección de geles poliméricas en dos patrones de inyección, obteniendo resultados relativamente buenos, pero no sostenibles en el tiempo. Dicho lo anterior, en este estudio se utiliza un simulador de yacimientos para generar el modelo estático del campo, ajustar el modelo dinámico para que represente el comportamiento histórico de producción y de esta manera determinar el estado actual de los fluidos en el yacimiento identificando oportunidades de conformidad de agua, posteriormente, se realizan pronósticos simulados de los escenarios identificados para analizar su viabilidad técnica de implementación y el potencial incremento en el factor de recobro del campo.

Objetivos

Objetivo general

Determinar cuál es la mejor opción para realizar conformidad de agua en la formación productora de un campo petrolero en el Huila al cual se le está realizando inyección de agua como método de recobro.

Objetivos específicos

- ✓ Determinar la causa o causas de la baja eficiencia de barrido y la alta producción de agua (conformidad de agua) en el yacimiento sujeto a estudio.
- ✓ Realizar tamizaje de los métodos de conformidad de agua que puedan aplicar a las condiciones del yacimiento sujeto a estudio.

Capítulo 1. Recuperación Secundaria

1.1 Generalidades

El gerenciamiento de un campo petrolero se enfoca en maximizar la producción de petróleo de forma eficiente y económica, mientras se cumplen los requisitos regulatorios y ambientales vigentes. Lo anterior requiere de una gestión integral del yacimiento que involucre entre otros los siguientes factores:

Geología del yacimiento: El tipo de roca, la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos que determinan la cantidad y calidad del petróleo que se puede extraer del yacimiento,

Tecnología disponible: Las técnicas de exploración y explotación de petróleo evoluciona constantemente a lo largo de los años, y el uso de tecnologías más avanzadas puede permitir la extracción de petróleo de forma más eficiente y económica

Aspectos económicos y financieros: La inversión en la exploración y explotación de petróleo debe ser rentable y se debe considerar el precio del petróleo, los costos de extracción y los ingresos generados por la venta de petróleo

Regulación gubernamental: Los gobiernos tienen la responsabilidad de regular la exploración y explotación de petróleo para proteger los intereses de los ciudadanos y del medio ambiente,

Gestión ambiental: La gestión adecuada de los residuos y la prevención de derrames son importantes para minimizar el impacto ambiental de la exploración y producción de petróleo.

En la fase de explotación de un campo petrolero, en función de la energía o presión y la interacción de los fluidos con la roca del yacimiento se puede gestionar la recuperación del petróleo en tres etapas o mecanismos de producción: recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria. Basado en el concepto de energía, clasificó la recuperación primaria como aquella etapa de producción donde un pozo o yacimiento produce por su propia energía; recuperación secundaria cuando a aquel pozo o yacimiento, se le debe adicionar energía procedente de la inyección de un fluido (agua, gas). Finalmente, define la recuperación terciaria como aquella etapa donde en el pozo o yacimiento, adicionalmente a la adición de la energía, existe un cambio en las propiedades del sistema que afecta la interacción los fluidos con la roca del yacimiento. (Escobar, 2006). Sin embargo, se puede realizar una clasificación similar a pero separando

la recuperación primaria en Rendimiento Original que incluye el flujo natural (presión de yacimiento mayor a la presión hidrostática del pozo) y el uso de sistemas de levantamiento artificial (presión de yacimiento menor o igual a la presión hidrostática del pozo) y el Rendimiento Corregido que incluye la aplicación de técnicas de estimulación, acidificación, polímeros, espumas y geles para mejorar la producción corrigiendo el daño de formación que pueda estar presente. (Salager, 2005)

En resumen, el ciclo de producción de un campo petrolero comienza con la recuperación primaria, que extrae el petróleo naturalmente por su energía inicial. Luego, continúa la recuperación mejorada del petróleo donde en la producción secundaria, se utilizan técnicas de recuperación asistida (inyección de fluidos) para extraer petróleo adicional del yacimiento. Finalmente, en la producción terciaria, se usan técnicas avanzadas de recuperación para extraer el petróleo restante.

Previamente, los yacimientos se explotaban hasta el límite económico en la producción de primaria, después de lo cual se utilizaron métodos secundarios de recuperación de petróleo. Hoy en día, las actividades de recuperación secundaria se inician mucho antes de llegar a este punto y, en algunos casos, incluso se inician actividades de recuperación terciaria.

En términos generales el factor de recobro de la recuperación primaria es del orden del 10% - 15%, sin embargo, en yacimientos con mecanismos de empuje de gas disuelto puede ser del 5% al 20% si estos tienen una capa de gas, un acuífero activo o baja/alta permeabilidad. En la recuperación secundaria el factor de recobro puede promediar entre el 15% - 40%, según el método de recobro aplicado. Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60% - 80% del crudo originalmente en sitio, debido a que en la recuperación primaria y secundaria el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja quedando atrapado por las fuerzas capilares y que en ciertas zonas del yacimiento el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas o porque siguen caminos preferenciales o porque la geometría de inyección de los pozos no es favorable. (Salager, 2005)

La figura 1 resume la clasificación de las etapas de producción de un campo petrolero.

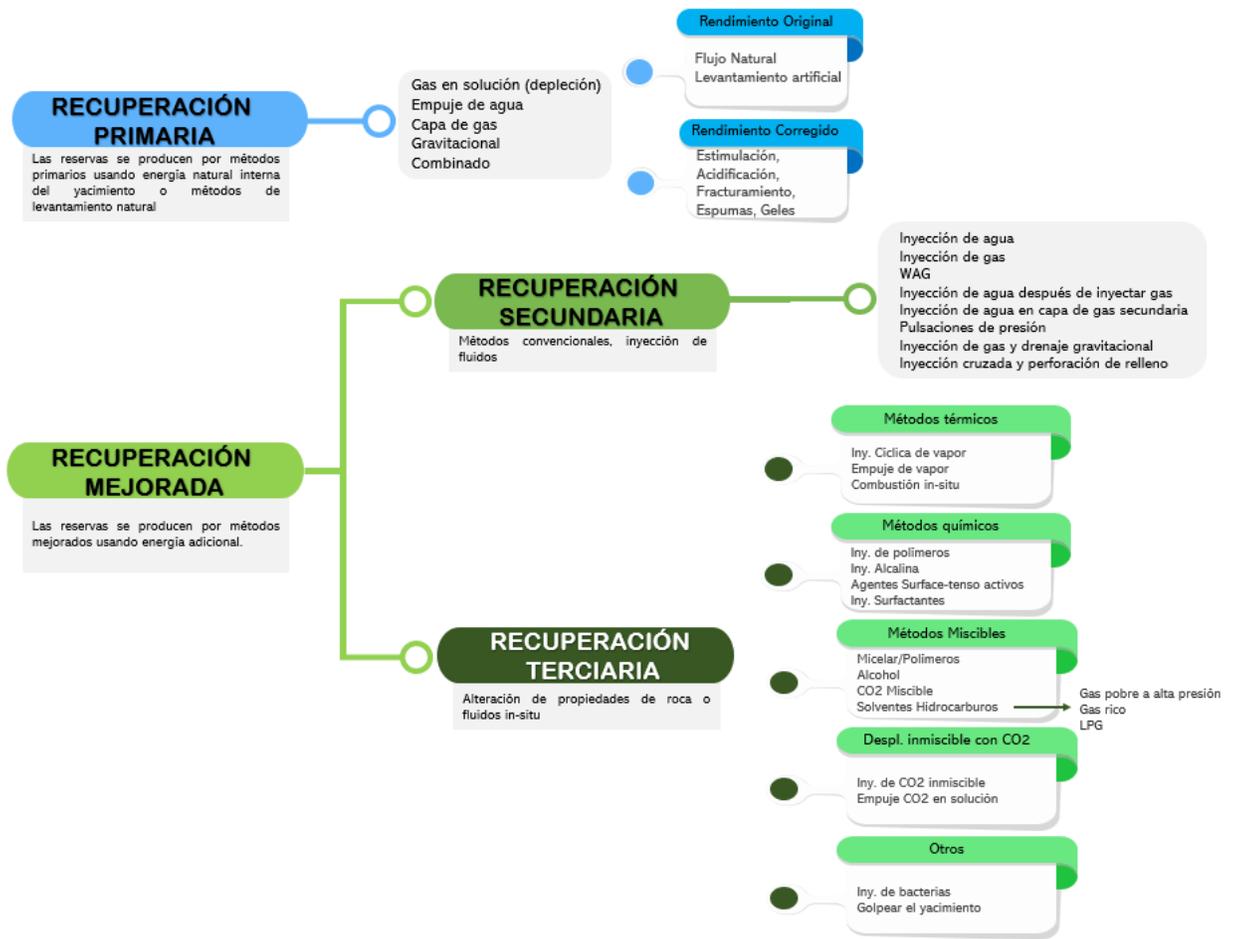


Figura 1. Métodos de producción de un yacimiento petrolífero.
Fuente: Modificado Menzie, D.E. (1994)

1.2 Inyección de agua

El mecanismo óptimo de recuperación secundaria para un yacimiento de petróleo en particular dependerá de una variedad de factores, incluidas las propiedades del yacimiento, la naturaleza del petróleo y las limitaciones operativas.

La inyección de agua (Waterflooding, en inglés) es la técnica de recuperación secundaria más utilizada y predominante en la industria petrolera por la disponibilidad del agua, la relativa facilidad de inyección mediante cabeza hidráulica en pozos inyectoras, la habilidad del agua de penetrar y dispensarse a través de los yacimientos petroleros y la buena eficiencia del agua para desplazar el petróleo (Escobar, 2006). En esta técnica de recobro se inyecta agua en el yacimiento lo que

ayuda a mantener la presión del yacimiento y a desplazar el petróleo hacia los pozos productores.

Si bien la inyección de agua puede ser efectiva para mejorar la recuperación de aceite, existen varios desafíos y problemas que pueden surgir durante su implementación, como lo son:

Yacimientos heterogéneos: Los yacimientos de petróleo suelen ser heterogéneos, con variaciones en permeabilidad, porosidad y saturación. Estas variaciones pueden causar que el agua inyectada fluya preferentemente a través de zonas de alta permeabilidad, dejando algunas áreas del yacimiento sin barrer y reduciendo la eficiencia general del proceso de inyección de agua. (Ma, Y. and Dong, M., 2015)

Daño a la formación: El agua inyectada puede causar daño a la formación, como el taponamiento de las gargantas de los poros y la deposición de minerales, lo que puede reducir la permeabilidad del yacimiento y limitar el flujo de aceite hacia los pozos productores.

Control de conformidad: Garantizar que el agua inyectada se distribuya uniformemente por todo el yacimiento es crucial para el éxito del proceso de inyección de agua. Sin embargo, lograr una buena conformidad puede ser difícil y, a menudo, existe la necesidad de métodos para controlar el movimiento del agua dentro del yacimiento. (Al-Muntasheri y Bai, 2004)

Incrustación y corrosión: el agua inyectada puede contener minerales que pueden causar incrustación y corrosión en el yacimiento que reducen la eficacia del proceso y dañan los equipo utilizados para inyección de agua.

Acidificación del yacimiento: el agua inyectada puede introducir bacterias sulfato reductoras en el yacimiento que producen gas de sulfuro de hidrógeno H₂S y pueden agriar los fluidos del yacimiento.

Factores económicos: la inundación con agua puede ser intensiva en capital, con inversiones significativas requeridas en infraestructura, pozos y equipos. En algunos casos, el costo de implementar la inyección de agua puede no estar justificado por el aumento incremental en la recuperación de aceite.

1.2.1 Control de conformidad

No existe una técnica mejor que otra para la conformidad de la inyección de agua, ya que cada yacimiento de petróleo es único y requiere una solución personalizada basada en sus propiedades, características y desafíos. Sin embargo, algunas técnicas comúnmente utilizadas para el control de la conformidad del agua en la inyección de agua incluyen:

Modificación del perfil de inyección: esta técnica consiste en modificar el perfil de inyección de agua cambiando la tasa de inyección y la presión en diferentes pozos de inyección. Puede ayudar a mejorar la eficiencia de barrido del agua inyectada y reducir el riesgo de penetración de agua. (Freman et al, 2012)

Modificación de la permeabilidad: esta técnica consiste en modificar la permeabilidad de la roca del yacimiento mediante métodos químicos o físicos, como la inyección de polímeros o el tratamiento con gel. Puede ayudar a desviar el agua inyectada a áreas sin barrer y reducir la penetración del agua. (Kim et al, 2019)

Desviación de fluidos in situ: esta técnica implica la creación de una barrera o agente de desviación dentro de la roca del yacimiento para dirigir el agua inyectada a áreas no barridas. Se puede lograr utilizando técnicas como desviadores químicos o mecánicos, o mediante el uso de microorganismos. (Kim, Cho, Lee, 2019)

Inundación inteligente con agua: esta técnica implica el uso de agua con una composición química específica para mejorar la eficiencia del proceso de inyección de agua. Puede cambiar la humectabilidad de la roca del yacimiento y mejorar el factor de recuperación. (Haroun et al, 2019)

Alteración de la mojabilidad: esta técnica consiste en alterar la mojabilidad de la superficie de la roca del yacimiento cambiando la energía de la superficie por medios químicos o físicos. Puede ayudar a aumentar la recuperación de petróleo y reducir la producción de agua. (Loahardjo, 2013)

La selección de la técnica más adecuada para la conformidad de la inyección de agua depende de varios factores, como las características del yacimiento, las propiedades del petróleo, la calidad del agua y la viabilidad económica; se requiere de un análisis exhaustivo de las características del yacimiento, el historial de producción y las tecnologías disponibles. Es importante evaluar los beneficios y limitaciones de cada técnica antes de seleccionar la solución más adecuada para el yacimiento específico.

Capítulo 2. Recuperación secundaria en el Huila

2.1 Historia de la industria petrolera en el Huila

En 2010, Henry Rubiano³ detalló la historia de la industria petrolera en el departamento de Huila y señaló que las que las operaciones petroleras en esta área del país comenzaron con la propuesta para la exploración y explotación de los hidrocarburos en una extensión de 49.000 hectáreas, localizadas en la jurisdicción de Carnicerías, zona ubicada hoy entre los municipios de Aipe y Neiva, por parte de Richmond Petroleum Company al Ministerio de Minas y Energía el 5 de agosto de 1948, propuesta que fue aprobada oficialmente el 5 de febrero de 1949 a la compañía Tennessee Colombia, subsidiaria de la Richmond Petroleum Company por 35 años. La concesión se conoce como concesión Neiva 540. En 1951, la concesión fue transferida a la Orinoco Petroleum Company, que a su vez transfirió los derechos en 1953 a Internacional Petroleum Company, Intercol, subsidiaria de Exxo. La concesión Neiva se firmó el 31 de agosto de 1956, se definió el 2 de diciembre de 1964 iniciándose automáticamente un período de explotación comercial de 30 años.

El 14 de marzo de 1961, cinco años después de firmado el contrato de concesión Neiva 540, Intercol (socia de Tennessee Colombia) inició la perforación del primer pozo petrolero en el Huila denominado Dina-01 (Aipe). Desafortunadamente, Dina-01 sufrió problemas mecánicos y fue abandonado el 20 de noviembre de 1961. Luego, el 21 de octubre de 1962, se perforó el pozo Dina-02 reconocido como el generador de la industria petrolera de Huila, ya que fue el descubridor del campo Dina Terciarios con una producción inicial de 330 BOPD, sin embargo, debido a la falta de infraestructura de transporte, los bajos precios del mercado internacional y las pequeñas reservas probadas de Huila, presentó dificultades. Con estos resultados y teniendo en cuenta las expectativas del consorcio (Tennessee-Intercol) se llevó a cabo la perforación de los pozos Dina-03, 04, 05, 06, 07, 08, 09, 10, 11 y Dina-12 en seis meses, corto periodo si se consideran las inversiones, el recurso humano, el terreno y las condiciones técnicas. Aunque los volúmenes de producción de estos fueron entre 100 y 800 BOPD (relativamente bajos en comparación con otros campos en ese momento), la producción total de 1399 BOPD fue confiable e inspiró nuevas inversiones para perforar más pozos y mejorar la producción del campo.

³ Rubiano Daza, Henry. La industria petrolera el Huila en la década del 90. Universidad Nacional de Colombia. 2010. Pág. 95-110.

El 10 de noviembre de 1965 se constituyó legalmente Petróleos Colombianos Limited (Petrocol) y el 29 de diciembre de 1967 adquirió la participación de Tennessee Corporation en el país, un movimiento comercial oportuno, ya que Tennessee decidió celebrar un acuerdo con Intercol, en el que la esta última compañía cedía sus derechos, propiedad e intereses en la concesión Neiva 540. En 1968, Petrocol inició la producción en el campo La Cañada, que abarca 9.536 hectáreas en el municipio de Paicol, al sur de Huila. Vale la pena mencionar que Petrocol conservó el nombre y la papelería de Tennessee hasta la llegada de inversionistas brasileños en 1973. El año más representativo para la empresa Tennessee en el Huila fue 1969, ya que descubrieron el campo Dina Cretáceos en la concesión Neiva 540 en junio del mismo año con pozo DK-01; campo considerado icónico, ya que marcó verdaderamente la transformación y el crecimiento de la empresa al ser el primer campo productivo de la región en las arenas Monserrate. Un año después, uno tras otro, fueron apareciendo los resultados de las exploraciones en los campos petroleros de Palogrande, Cebú, Pijao, Tello y Brisas, que comenzaron a arrojar resultados significativos, lo que motivó a los principales industriales a prestar atención a esta área.

En 1971, la empresa Tennessee firmó el contrato de concesión Tello 1161, que abarca 24.998 hectáreas y descubrió en mayo de 1972 el campo del mismo nombre que es considerado uno de los campos más productivos de la región. Por razones financieras, la empresa acordó en 1972 transferir el 50 por ciento de los derechos del área a Petroleros Brasileños (Petrobrás). En 1973, Tennessee cambió su nombre por el de Colbras a partir de la fusión de Petrocol y Petrobrás, fusión que no pudo salir mejor, con el desarrollo del primer campo productivo Dina Terciarios a principios de la década de 1960, seguido de los descubrimientos de La Cañada, Dina Cretáceos, Palogrande y Tello, que creó un ambiente optimista entre los accionistas de Colbras, que se fortaleció aún más con el descubrimiento del campo Brisas.

En 1978, Petrocol continuó con la exploración en el Valle Alto del Magdalena, y el 25 de julio de 1981 se puso en producción el campo Andalucía en el municipio de Baraya, con una superficie estimada de 4.000 hectáreas. En 1979 se aceptó la transferencia de la concesión a Columbia Houston Petroleum Company (Hocol). Otros descubrimientos importantes incluyen los campos Balcón en Aipe y Neiva, el campo Río Ceibas en Neiva y el campo Yaguará de Petrobras. Además, el campo Cebú fue descubierto en 1981 y El Pijao en 1982.

Con la transferencia de la concesión de Neiva a Hocol, la compañía se convierte en una de las mayores empresas de capital extranjero en la exploración y desarrollo petrolero en el Huila. Tras la entrega de la concesión se superaron diversos problemas técnicos y económicos, pero también se avanzó significativamente en la

modernización de la producción petrolera del Huila, incluyendo la construcción de un oleoducto entre 1990 y 1992, que permitió el incremento en el volumen de producción de petróleo y gas en la región. El 22 de julio de 1982, la Universidad Surcolombiana de Neiva, estableció e inauguró del programa de Ingeniería de Petróleos, gracias al desarrollo de la industria petrolera del Huila y la reputación del país, y en febrero de 1983 recibió sus primeros estudiantes.

El 1 de octubre de 1996 se suscribió el contrato de asociación Matambo con la compañía Emerald Energy Colombia, para explorar y explotar un área de 7.748 hectáreas en el Huila, en la cuenca del valle Superior del Magdalena con fecha efectiva de 30 de noviembre de 1996 y una duración de 28 años. El 17 de septiembre de 1998 finaliza la perforación del pozo Gigante-1A declarando comercialidad en la segunda mitad del año 2000.

El 27 de abril de 2001 se celebró el contrato de asociación San Jacinto – Río Páez entre Hocol y Ecopetrol en un área contemplada de 9.536 hectáreas con una duración de 25 años. En el año 2002 con la perforación del pozo La Hocha-01 se da el descubrimiento del campo del mismo nombre en el municipio de Tesalia y en el 2006 con la perforación del pozo La Cañada Norte 1 se descubre el campo La Cañada Norte en el municipio de Paicol, cerca al campo de La Hocha.

Los 30 años de la concesión Neiva 540 culminan el 17 de noviembre de 1994. Ecopetrol S.A. creando la Gerencia Alto Magdalena (GAM), es quien desde entonces es responsable de los campos: Dina Cretáceo, Dina. Terciario, Palogrande-Cebu, Tenay, Hato Nuevo, Brisas, Pijao, Santa Clara y Loma Larga, con una producción de 16.500 BPD, lo que representa el 15% de la producción nacional directa de Ecopetrol en ese momento.

El 13 de febrero de 2006, luego del vencimiento de la concesión Tello 1161 (Tello - La Jagua), la Agencia Nacional de Hidrocarburos adjudicó a Ecopetrol el contrato para la exploración y explotación del campo Tello. El 15 de marzo de 2007, Ecopetrol asumió las operaciones del campo Andalucía luego del vencimiento del contrato de asociación Huila Petróleos Colombianos Ltda. (Petrocol). Asimismo, en 2006, Ecopetrol firmó el contrato de exploración y producción de Cuisinde con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, en el que la empresa participa al 100%, descubriendo el pozo Nunda-1 en Tello en 2011. El 1 de enero de 2012, Ecopetrol asumió la operación del campo Río Ceibas al término del contrato de asociación Caguán y la operación del campo Yaguará al término del contrato de asociación Hobo con Petrobras. El 1 de mayo de 2012, luego de la terminación del contrato de asociación de Palermo, Ecopetrol asumió la explotación de los yacimientos San

Francisco, Balcón, Palermo y Santa Clara en los municipios de Palermo, Aipe y Neiva (Huila).

La figura 2 muestra la línea de tiempo de los descubrimientos de los principales campos petroleros en el Huila.

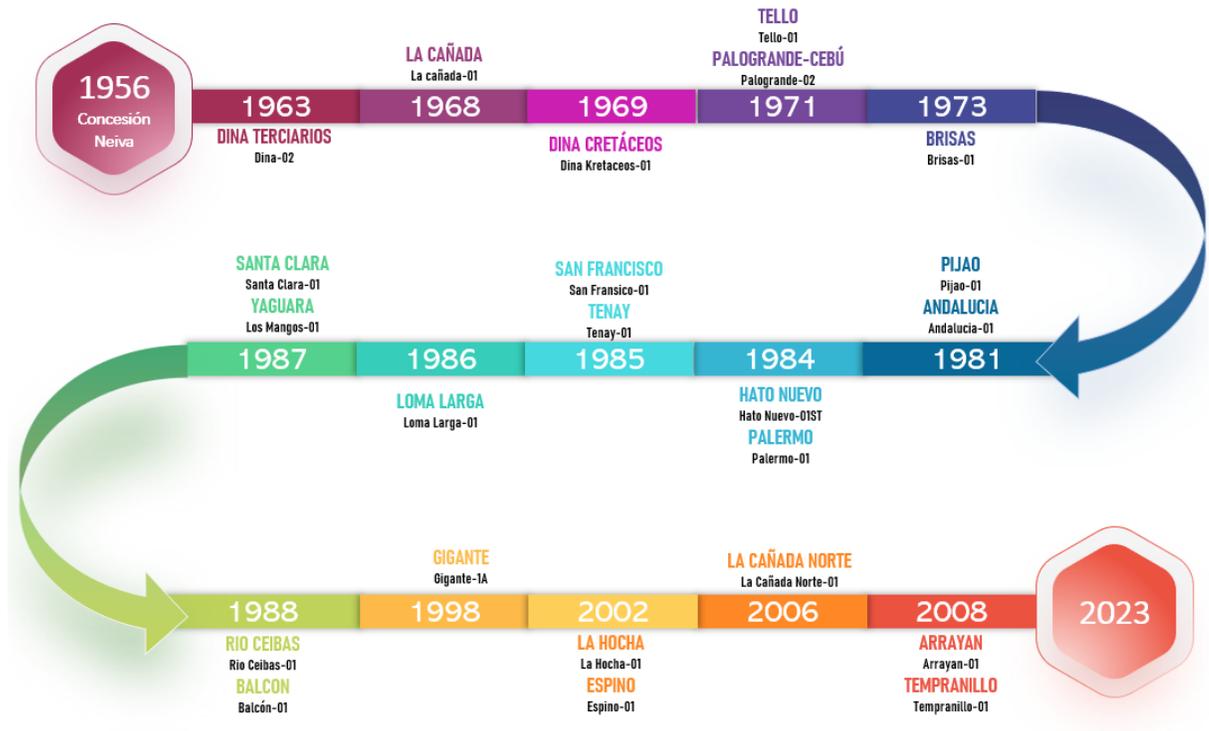


Figura 2. Descubrimientos de campos petroleros en el departamento del Huila.
Fuente: Autor.

2.2 Proyectos de recuperación secundaria en el Huila

Los campos petroleros del Huila iniciarían su producción bajo un esquema de recuperación primaria con rendimiento original en la mayoría de los casos de flujo natural; sin embargo, debido al mecanismo de producción presentes en los yacimientos, en su mayoría gas en solución, capa de gas y empuje parcial de agua; el depletamiento del yacimiento se presentó de manera acelerada, lo que incentivo el uso de sistemas de levantamiento artificial, en su mayoría levantamiento con gas (gas lift, en inglés) y bombeo mecánico para mantener la productividad de los pozos. De igual manera se inicia el uso de técnicas de rendimiento corregido tales como fracturamiento hidráulico, estimulaciones orgánico-ácidas, entre otras, que en la mayoría de los casos fueron exitosas logrando aumentar por algún periodo de tiempo la producción de los pozos intervenidos.

La industria petrolera en el Huila a procurado desde sus inicios estar a la vanguardia en cuanto a la implementación de la tecnología disponible en Colombia y el mundo en términos de gestión integral de yacimiento, es así como en el año de 1984 inicia la implantación de proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua en los campos petroleros del Huila, técnica que inicia su uso en Colombia a fines de la década de 1950 por parte de Ecopetrol. Desde entonces, se han implementado varias técnicas de recobro secundario y terciario en campos petroleros del Huila, incluyendo varios pilotos de inyección de gas e inyección de surfactantes y polímeros, en aras de mejorar el factor de recobro de los diferentes yacimientos. Se han ejecutado pilotos de inyección de soluciones poliméricas en el campo Palogrande – Cebú, también se han empleado tecnologías para bloqueo de zonas ladronas y control de movilidad a grandes distancias del pozo (conformidad profunda con polímero CDG) como estrategias de optimización de proyectos de inyección de agua en los campos Tello y Dina Cretáceo, respectivamente. Ambos proyectos estuvieron orientados a mejorar la eficiencia volumétrica de barrido en tres patrones del campo Tello y en cuatro patrones del campo Dina Cretáceo. Por otra parte, se realizó un piloto de inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP) en el campo San Francisco, su implementación buscaba desplazar el banco de aceite remanente no móvil a la inyección de agua convencional, mediante la reducción de la saturación de aceite residual y el control de movilidad. De igual manera se realizó piloto de inyección de gas alternada con agua (WAG) en los campos San Francisco y campo Tello e inyección de gas en campo Rio Ceibas. (Castro et al, 2010; Pérez et al, 2012; Maya-Toro et al, 2012; Castro et al, 2013; Castro et al, 2014; Castro et al, 2016; Pérez et al, 2017; León et al, 2018; Vanegas et al, 2019; Izadi et al, 2020).

La figura 3 muestra la historia de los proyectos de recobro mejorado implementado en los campos petroleros del Huila.

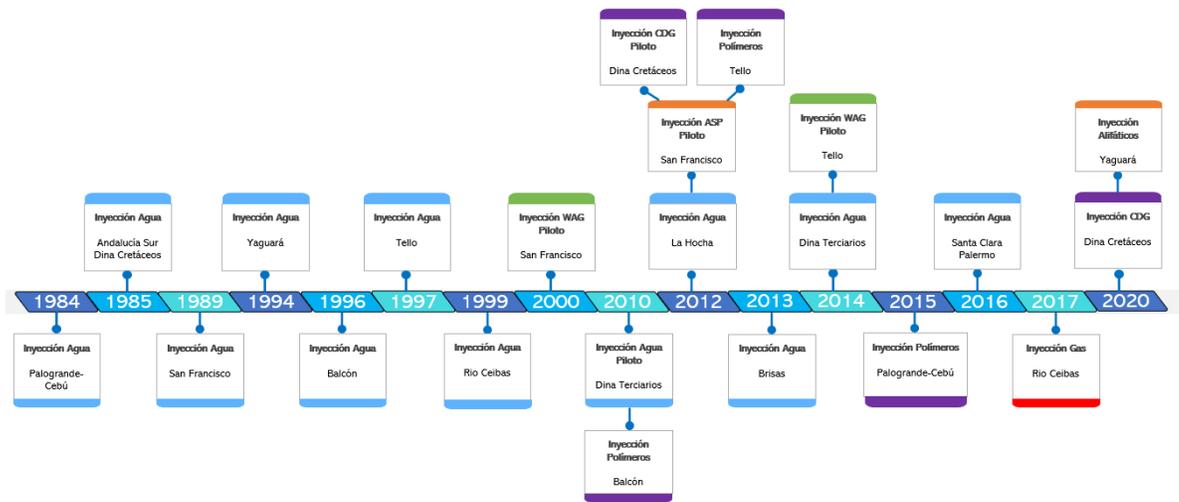


Figura 3. Línea de tiempo de proyectos de recuperación mejorada en el Huila.

Fuente: Autor.

Capítulo 3. Descripción del proyecto

3.1 Generalidades campo objeto del estudio

Para efectos académicos el campo se denominará campo Buen Candidato (BC). El campo petrolero sujeto a estudio en este proyecto es un campo petrolero ubicado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en Colombia. El intervalo productivo pertenece a la formación Caballos a profundidades medidas entre 9.000 y 11.000 pies y un espesor bruto de 50-100 pies. Informalmente la formación Caballos ha sido dividida en tres unidades litológicas, inferior, medio y superior, siendo las areniscas estuarinas del Caballos Superior las productoras en el campo de las cuales se han identificado las unidades A, C1, C2 y E a partir la integración de la interpretación ambiental y estratigráfica con la interpretación petrofísica de registros de pozos.

El campo se encuentra en una zona estructuralmente compleja, sus límites estructurales corresponden al Este por una falla inversa y al Oeste por un retrocabalgamiento con orientación NNW-SSE, como se muestra en la figura 4.

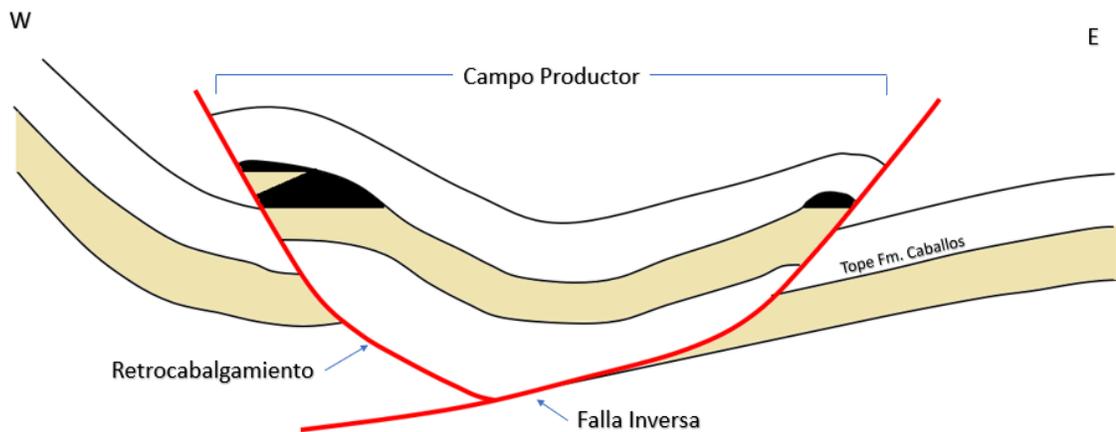


Figura 4. Ubicación Geológica Campo BC
Fuente: Modificado. Plan de desarrollo campo BC, 2009.

Adicionalmente el campo presenta un sistema de fallas que lo ha dividido en bloques o regiones, entre los que se tienen: Bloque Principal (Norte y Sur), Bloque Norte, Bloque BC-8, Altillo, BC-9 (NW) y Colombina, estos bloques o regiones se

identificaron de acuerdo con la información sísmica, comportamiento de presiones, producción de fluidos, contactos agua-aceite y respuesta a la inyección de agua. La figura 5 se muestra las regiones presentes en el campo BC.

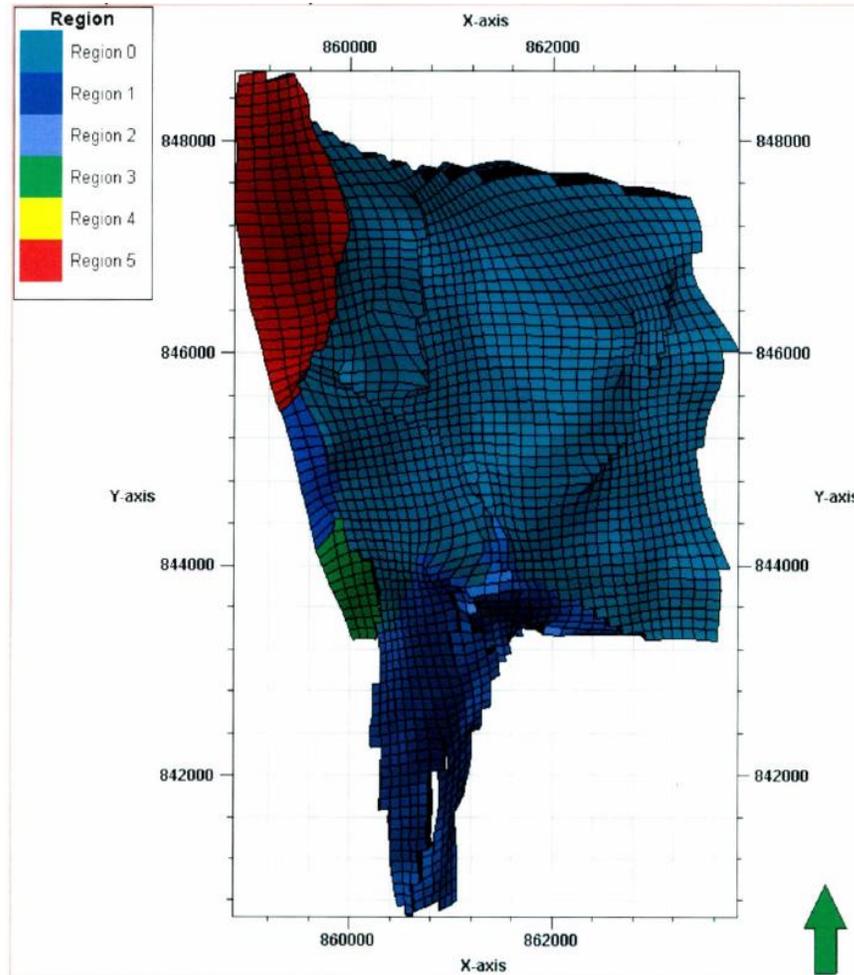


Figura 5. Regiones de Equilibrio en Caballos Superior en el Campo BC
Fuente: Plan de desarrollo campo BC, 2009.

El crudo del campo BC tiene una gravedad API de 34 grados, con tendencia a precipitar parafinas y asfáltenos. El agua de formación tiene una salinidad en un rango de 35.000 a 38.000 ppm de cloruros. El yacimiento tiene una porosidad promedio de 12% con rangos iniciales de saturación de aceite de 74% a 84% para la formación Caballos Superior. Las permeabilidades promedio están entre 50 y 108 mD, intercaladas con capas de permeabilidad muy alta (> 1000 mD) que son las principales zonas “ladronas” de inundación de agua. El yacimiento está clasificado como un yacimiento subsaturado, con una presión inicial de 4434 psi @ Datum (8000 pies TVDSS), significativamente más alta que la presión del punto de burbuja de 1705 psi. El mecanismo de producción es el empuje por gas disuelto con soporte de acuífero limitado.

El petróleo original en sitio, OOIP, estimado del campo es de 109 MMbbls. El factor de recuperación de petróleo a corte de diciembre de 2022, como porcentaje del OOIP, se estima en aproximadamente un 28.19% con un corte de agua actual de alrededor del 90%.

3.1.1 Recuperación primaria y secundaria

El campo fue descubierto en junio de 1988 con la perforación el pozo BC-01 el cual produjo petróleo de 34° API a una tasa inicial de 1000 BOPD. Con el desarrollo del campo bajo el mecanismo de producción primario de gas en solución, se alcanzó el máximo caudal de producción primaria en junio de 1994 con 5742 BOPD. Como estrategia de desarrollo se tenía la perforación de pozos en nuevas áreas y debido a la rápida depletación del campo, el cual mostraba que la presión estática ya estaba alcanzando la presión de burbuja, se decidió implementar el proceso de inyección de agua en el campo en el año de 1996, como método de recuperación secundaria, proceso que aumentó el factor de recobro en un 16%, manteniendo presurizado el yacimiento, retardando la declinación del campo y alargando la vida de producción de este.

3.1.1.1 Inyección de agua

Después de ocho años de recuperación primaria de petróleo, el campo inició su recuperación secundaria en 1996, logrando una producción secundaria máxima de 9.198 BOPD en junio de 2001. La inyección de agua en el campo se inicia en abril 1996 con la conversión de los pozos BC-03 y BC-07ST como inyectoras de agua periféricas, posteriormente en 1997 se perforó el pozo BC-14ST, en 1998 se convirtió el pozo BC-04. Hasta el año 2001 la inyección de agua se efectuaba dentro del acuífero variando a partir de la conversión de los pozos BC-02 y BC-06, con el objetivo de mantener la presión y aumentar el barrido del bloque central. En el 2008 se convierten como inyectoras de agua los pozos BC-09 y BC-25 buscando obtener mejor soporte de presión y barrido hacia las zonas Nor-Oeste y Sur de la estructura. En el 2019 se realiza la conversión del pozo BC-26 siendo éste el último pozo completado como inyector de agua en el campo. La estrategia de inyección de agua en el campo es la de mantenimiento de la presión y, en segundo lugar, mantenimiento de la relación de movilidad relativamente favorable a una presión por encima del punto de burbuja del yacimiento. Sin embargo, se subestimó el impacto de la heterogeneidad del yacimiento durante la recuperación secundaria.

El proyecto de inyección de agua del campo se ha caracterizado por una baja eficiencia de barrido, evidenciada por un aumento dramático en la producción de

agua y una disminución en la producción de petróleo. Se han probado diferentes enfoques para aumentar la eficiencia de barrido volumétrico de inyección de agua: Perforación de relleno y conversión de pozos productores inactivos a inyector de agua (BC-03, BC-04, BC-02, BC-06, BC-09, BC-25, BC-26), estrategias para mejorar la conformidad del yacimiento, incluidos modificadores de permeabilidad relativa, cambios en la tasa de inyección y cierre de pozos productores, todos con resultados mixtos.

Diferentes análisis de producción e inyección de los patrones de inyección del campo han evidenciado que la baja eficiencia de barrido volumétrico se debe a los contrastes de permeabilidad en los intervalos productivos del yacimiento. Como era de esperarse debido a sus características, la velocidad del agua es mucho mayor en las capas de alta permeabilidad, lo que da como resultado una penetración prematura del agua de inyección. Aunque la canalización del agua no se produjo de manera uniforme en todos los pozos productores, la eficiencia de barrido en ambos patrones (BC-06 y BC-25) se vio afectada negativamente. Esto se debe a que una vez que se produjo la irrupción del agua incluso en uno o dos productores, la mayor parte del agua inyectada se condujo preferentemente a través de las zonas "ladronas" altamente saturadas de agua, lo que redujo el volumen de agua que contactaba con el resto de la roca del yacimiento en los patrones. Con el objetivo de tratar la canalización de agua por la heterogeneidad del yacimiento, se estudiaron las tecnologías de conformidad química disponibles, se llevaron a cabo diferentes pruebas de laboratorio para poder seleccionar la tecnología más apropiada para el campo; MARCIT fue la tecnología de conformidad seleccionada; la química de los geles MARCIT incluye un polímero aniónico, seco, de mediano peso molecular disuelto en agua de inyección, junto con triacetato de cromo líquido como agente entrecruzador. (Pérez, 2012)

A mediados de 2010 se implementó en el campo un piloto de inyección de MARCIT en dos patrones de inyección, el patrón del pozo inyector BC-06 que afectaba los pozos productores BC-08, BC-12ST, BC-15ST, BC-18, BC-19, BC-26 y el patrón del pozo inyector BC-25 que afectaba los pozos productores BC-08, BC-19, BC-21ST, BC-23 y BC-26, utilizando una tecnología probada de gel de polímero desarrollada específicamente para mejorar la conformidad en patrones de inyección con canalización significativa de agua. Los pozos candidatos fueron seleccionados de acuerdo con la saturación de petróleo móvil, la conectividad entre pozos productores e inyectores, pozos con alta inyectividad, heterogeneidad del yacimiento y la integridad mecánica del pozo. De igual forma se analizó la producción mediante gráficos de WOR vs. N_p ; estos gráficos permiten identificar la ruptura de agua y estimar el volumen de la zona ladrona para luego diseñar el volumen del gel. Antes de implementar la tecnología, el gel fue evaluado a escala de laboratorio para verificar su estabilidad y desempeño a condiciones de yacimiento. El gel fue analizado a diferentes concentraciones de la relación

polímero/entrecruzador y mezclado con el agua de inyección del Campo. Adicionalmente, estos geles se estudiaron en un medio poroso; se conectaron tres núcleos a una fuente de inyección de agua y en el sistema se mantuvo la temperatura del yacimiento. La inyección de agua se llevó a cabo hasta que se observó la ruptura de agua en el núcleo de mayor permeabilidad y se midió el recobro obtenido. En seguida, se inyectó a la fuente de inyección un volumen de gel que corresponde al 50% del volumen del núcleo de mayor permeabilidad. El sistema se pausó durante cinco días, para permitir que el gel se instalara completamente. Al reiniciar la inyección, se midió el recobro de petróleo a la salida de cada uno de los núcleos, los resultados mostraron una reducción significativa de la permeabilidad en el núcleo de mayor permeabilidad, permitiendo así que los núcleos de mediana y baja permeabilidad fueran barridos. (Pérez, 2012)

Después de un período de evaluación de aproximadamente un año, el piloto de inyección de geles de polímeros demostró ser un éxito técnico y económico a corto plazo, pero difícil de mantener en el tiempo, donde el patrón del BC-25 presentó afectación en la inyección de gel de polímero debido a la presencia de un empaque en el completamiento del pozo que no permitió inyección en 15 pies de la formación. La respuesta en producción de aceite posterior al tratamiento se evidenció en aproximadamente dos meses. A partir de abril de 2011, el incremento de aceite producido fue de 212 barriles. Estos resultados prometedores llevaron al planteamiento de una segunda campaña en 2011 donde se realizaron las siguientes recomendaciones:

- Inyección de geles de polímero en el pozo inyector BC-02 afectaba los pozos productores BC-10, BC-15ST y BC-16.
- Reinyección de geles de polímero en el pozo BC-25, una vez se liberen los 15 pies perforados que están obstruidos con el empaque.
- No realizar la inyección de geles en el pozo BC-09, hasta que se cuente con más información de este patrón.
- Convertir el pozo productor BC-26 a inyector para mejorar el factor de recobro del área en menor tiempo, evaluando muy de cerca posible irrupción de agua en los productores asociados, con la finalidad de corregir de inmediato posibles canalizaciones que afectarían la eficiencia de barrido y por ende el factor de recobro.

Lastimosamente la Fase II de inyección de geles de polímero en mayo de 2011 no fue efectiva por diferentes factores lo que impidió masificar su uso en el campo. Sin

embargo, se retomó la última recomendación el año 2019 y se convierte como pozo inyector el pozo BC-26.

A pesar de todos los esfuerzos, la producción de petróleo en el campo siguió disminuyendo de forma progresiva y de igual manera el corte de agua siguió aumentado. Para diciembre de 2022, la producción promedio del campo fue de 600 BOPD y 6037 BWPD con una inyección de agua de 6697 BWPD. La figura 6 muestra el comportamiento histórico de producción e inyección del campo objeto de este estudio

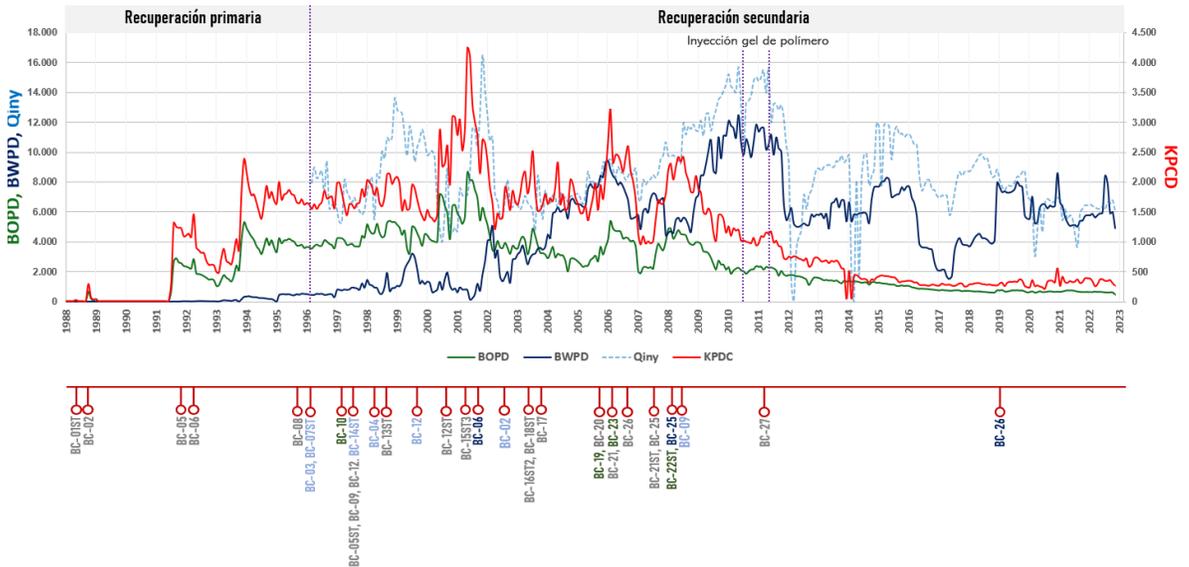


Figura 6. Comportamiento histórico producción e inyección campo BC
Fuente: Modificado, operadora del campo.

3.2 Metodología de evaluación técnica del proyecto

3.2.1 Modelo estático del yacimiento

Para el presente estudio, se tomó como base el modelo estático desarrollado por la empresa operadora del campo BC como soporte de su plan de desarrollo del campo en el año 2009. Dicho modelo se desarrolló con base en:

- **Modelo Estructural:** Tiene en cuenta el marco geológico regional incluyendo las estructuras geológicas de la subcuenca Neiva y la columna estratigráfica del valle superior del Magdalena. Los sistemas petrolíferos presentes en la subcuenca Neiva Villeta-Caballos y Villeta-Monserrate. El modelo estructural

del campo BC (ver figura 4). La información sísmica 2D (dinamita y vibroseis) adquirida entre 1972 y 1989, conformando una malla irregular que fluctúa entre 1 y 2 Km de espaciamiento, estudio sísmico 3D (147 Km²) adquirido entre agosto y noviembre de 1989 con el objeto de delinear el campo BC y estudio sísmico 3D (60 Km²) adquirido entre noviembre de 2001 y abril de 2002 con el objeto de delinear la estructura en la zona occidental y mejorar la calidad de la información en el Bloque Sur-Este del campo donde fue perforado el pozo BC-8 como inyector resultando productor. La interpretación sísmica en conjunto con los datos estructurales de los pozos perforados que permiten identificar los contactos agua/aceite

- **Modelo Estratigráfico:** Tiene en cuenta la identificación de las unidades presentes en la formación Caballos, donde el pozo BC-13 representa de mejor manera la secuencia de la sección Caballos Superior lo cual se usó para para la construcción del modelo del yacimiento. Para definir el ambiente de depósito y el modelo estratigráfico de la Formación Caballos se integró la información de corazones, registros de pozo y análisis petrográficos de secciones delgadas. En esta integración se revisaron los corazones tomados en los pozos BC-02, BC-04 y BC-06. La sección de Caballos Superior se dividió en cuatro zonas, dichas zonas resultaron de la integración de la interpretación ambiental y estratigráfica con la interpretación petrofísica de registros de pozos. Adicionalmente, estas zonas se subdividieron en 13 subzonas. Las zonas KCUC1 y KCUC2 contienen las principales arenas productoras, las cuales se utilizaron en el modelo geoestadístico para el Campo BC, a partir del modelo estructural en profundidad definido anteriormente, e incluyendo los marcadores estratigráficos encontrados en los pozos; con esta información fue necesario construir 14 pseudo horizontes que respetan cada uno de los marcadores intermedios para construir posteriormente la malla estratigráfica principal la cual consta de 15 capas.
- **Modelo Petrofísico:** En la evaluación petrofísica de la formación Caballos (topes de las unidades correspondientes a la formación Caballos interpretadas por la empresa operadora) se integraron datos de corazones, registros eléctricos de Litología, Resistividad y Porosidad. Adicionalmente los registros de lodos, gráficos compuestos y cada uno de los registros de estos pozos con el fin de obtener información sobre la litología, muestras de hidrocarburos, diámetros de pozos, lodo de perforación, observaciones hechas durante la perforación, registros corridos y los intervalos registrados para incluir en el análisis e información sobre pruebas de producción en los pozos perforados también fueron consideradas para el estudio de Redes Neuronales. En el desarrollo del estudio del modelo de porosidad y permeabilidad de la formación Caballos del campo BC, se ha implementado un sistema guiado por los datos y el conocimiento del campo, a partir de la combinación de métodos de análisis convencional con metodologías

emergentes y técnicas de Soft Computing como redes neuronales y lógica difusa.

- **Modelo Geoestadístico:** El objetivo del modelo geoestadístico fue determinar los volúmenes de petróleo y la construcción de una malla de yacimiento para el campo, que incluyera el modelo estático con parámetros como tipo de roca, propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad y espesor neto y bruto que son controladas y evaluadas independientemente para cada unidad que se determina mediante la información proveniente de los marcadores de pozo; este análisis geoestadístico alimenta posteriormente la simulación gaussiana. Mediante el uso de métodos geoestadísticos y con la ayuda de software especializado se generó una malla con la distribución de porosidad, permeabilidad y saturación de agua para la formación Caballos Superior en el campo BC.
De acuerdo con la calidad del yacimiento y heterogeneidad de las propiedades en cada una de las arenas, se generó una laminación para subdividir el número de celdas en la dirección K del modelo así, KCUA: 4 celdas, KCUC1: 3 celdas, KCUC1C2: 2 celdas, KCUC2: 4 celdas y KCUE: 2 celdas. Se utilizaron los tipos de roca modelados en las redes neuronales: Tipo de roca 1, arenas de canales estuarinos; Tipo de roca 2, areniscas de estuario y Tipo de roca 3 identifica limolitas de estuario; para cada arena del Caballos Superior. Para esto se utilizaron los tres procesos utilizados, tipos de roca, escalamiento de las celdas y registros de pozo.
- **Cálculos Volumétricos:** Se calculó un aceite original en sitio, OOIP de 109 MMBO. Se llegó a este valor a partir de la simulación de la saturación de agua "Sw", porosidad, espesores del KCUC1. y un factor volumétrico "FVF" de 1.25.

3.2.2 Simulación dinámica y ajuste histórico

3.2.2.1 Simulación dinámica

Para realizar la simulación dinámica del yacimiento se utilizó el software Advance Processes and Thermal Reservoir Simulator, STAR de la empresa Computer Modelling Group Ltd, CMG. bajo la licencia de la Universidad Surcolombiana. Como primera medida se cargó en el software la información del modelo estático del yacimiento suministrado por la empresa operadora del campo. Posteriormente, se generó el modelo dinámico con base en:

- **Modelo de fluidos:** Entre junio de 1988 y mayo de 1992, se realizaron análisis PVT en cada uno de los horizontes petrolíferos de los pozos BC-01,

02, 05, 06 en la unidad KCU (Caballos Superior). Sin embargo, debido a la diferencia en los resultados reportados y a la presencia de elementos pesados en el crudo que se precipitan fácilmente, como asfáltenos y parafinas; en 1993, se llevó a cabo un muestreo especial (muestreador de fondo y aplicación de alta presión) para análisis PVT en los pozos BC-01 y BC-06 obteniendo representatividad de resultados (ver tabla 1)

PROPIEDAD	RESULTADO
Temperatura Yacimiento	208 °F
API	34°
Presión de Burbuja (Pb)	1705 psia
Rs @ P > Pb	409 scf/stb
Factor volumétrico del petróleo (Bo) @ 4500 psi	1.25 bl/stb
Viscosidad de aceite @ Pb	0.72 cP
Factor volumétrico del gas (Bb)	0.00175 bs/scf

Tabla 1. Resultados PVT campo BC.
Fuente: Plan de desarrollo campo BC, 2009.

De igual manera se realizó en análisis composicional del gas de diferentes muestras de KCU (Caballos Superior) tomadas de los pozos BC-01, BC-02 y BC-05 observándose una gravedad específica de 1.097, con un poder calorífico de 1,519 BTU/pie cúbico. La salinidad del agua se encuentra en un rango de 15,000 ppm NaCl equivalentes para el agua de inyección y de 35,000 ppm de cloruros para el agua de formación; estas salinidades fueron estimadas de las pruebas de producción (API RP-45).

Una vez ingresada la información los datos experimentales del PVT en WINPROD (módulo del software CMG) se selecciona la ecuación de estado que mejor se ajustan a este comportamiento para su uso en la simulación. Las figuras 7 y 8 muestra los ajustes realizados en el simulador para el aceite y el gas, donde los datos experimentales se muestran en color rojo y los datos del simulador en color azul.

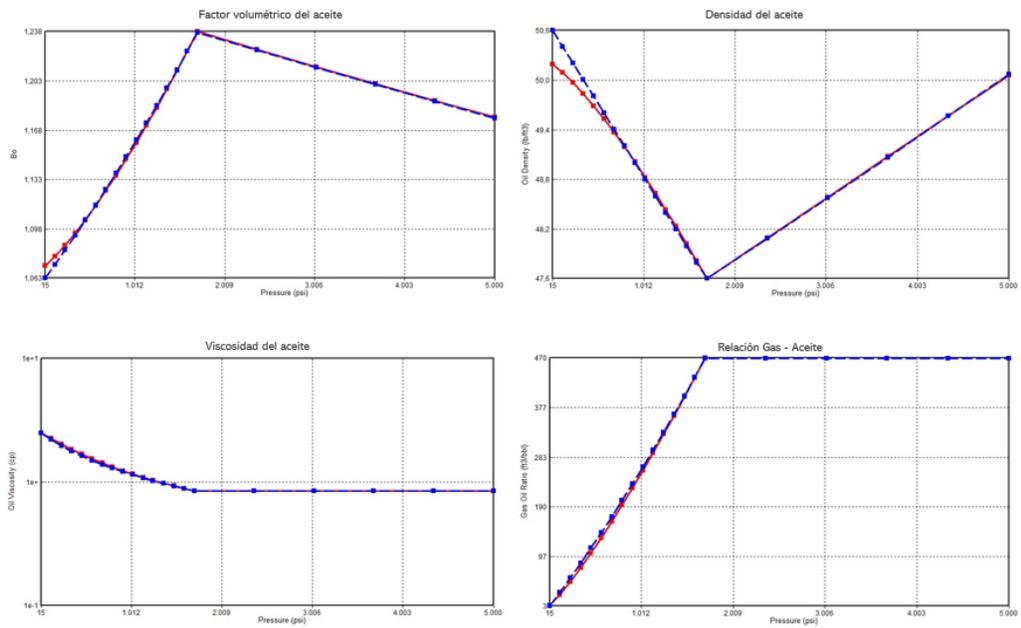


Figura 7. Ajuste PVT del crudo campo BC
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

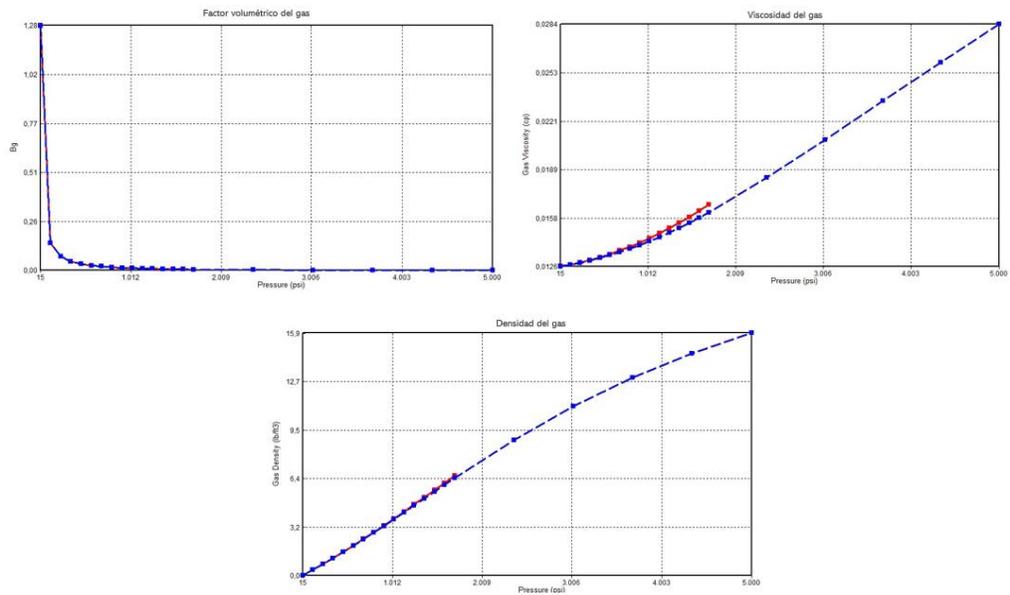


Figura 8. Ajuste PVT del gas campo BC
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

- Petrofísica Dinámica:** Las curvas más representativas de permeabilidades relativas del campo BC corresponden a los análisis de las muestras de los pozos BC-02, BC-04 y BC-06. Cada tipo de roca se tienen curvas de permeabilidades relativas representativas agua-aceite y liquido-gas, como se muestran en la figura 9.

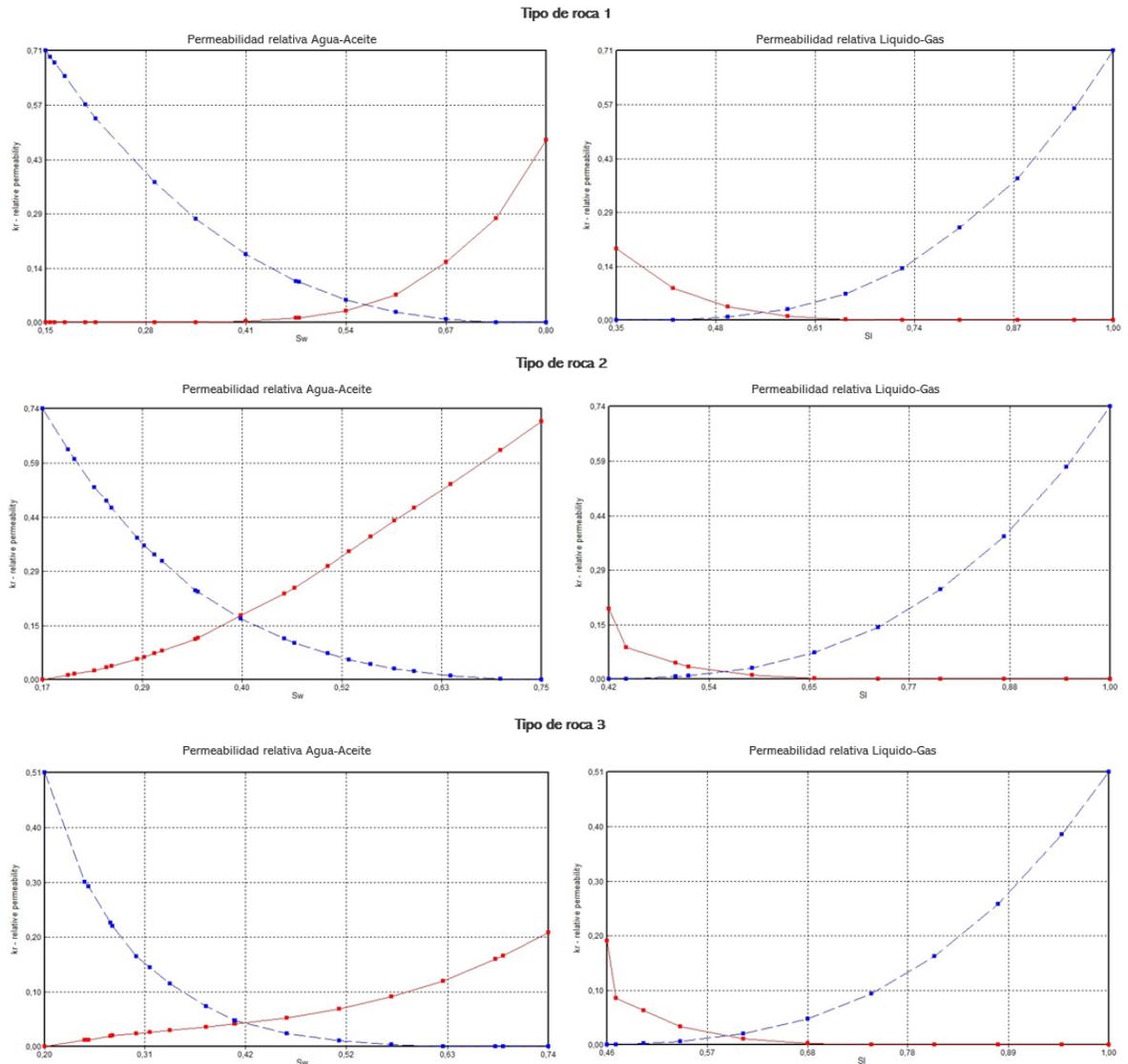


Figura 9. Curvas permeabilidades relativas agua-aceite y liquido-gas para los 3 tipos de rocas del campo BC

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

De igual manera se normalizaron para cada tipo de roca las curvas de presión capilar (drenaje) de laboratorio disponibles de los pozos BC-02, BC-04 y BC-06 (ver figura 10)

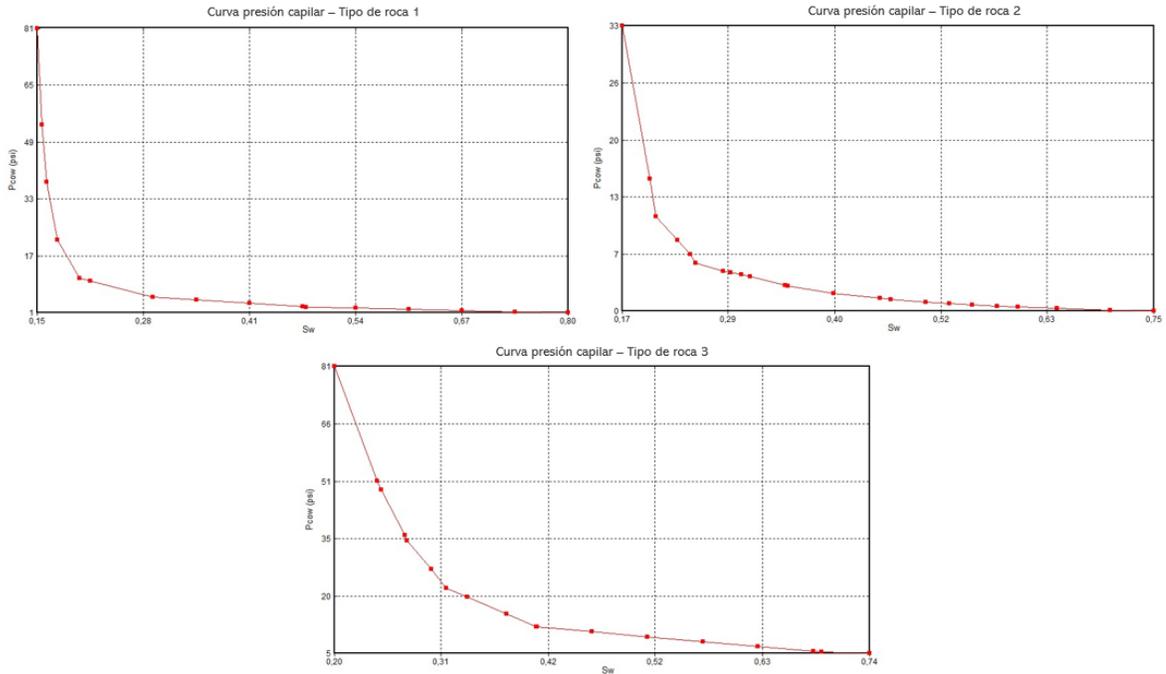


Figura 10. Curvas presión capilar para los 3 tipos de rocas del campo BC
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En cuanto al análisis de mojabilidad en junio de 1999 se realizó una evaluación de mojabilidad con tres (3) muestras tomadas en BC-05 mediante los métodos de Amott y USBM en la que se concluyó que "No hay preferencia definida de mojabilidad".

- Análisis de presiones:** Se han efectuado diferentes tipos de pruebas de presión en campo BC entre las que se tienen: RFT, DST, Ps, PBU y FOT, con el propósito de determinar la presión del yacimiento y evaluar condiciones de los pozos y propiedades tanto de los fluidos como del yacimiento. El contacto agua-aceite original (OWC) del campo BC, se ha evaluado con dos tipos básicos de información como son los registros eléctricos y las pruebas de presión RFT de pozo. En la Tabla 2 se resume los contactos de agua-aceite originales (OWC) de los bloques del campo BC.

BLOQUE	POZOS	CONTACTO AGUA-ACEITE ft (tvss)
SUR	BC-08, BC-21ST, BC-25, BC-19, BC-26, BC-23	>8700
CENTRAL	BC-02, BC-04, BC-05, BC-06, BC-07, BC-10, BC-12ST, BC-15, BC-16, BC-18	8176
NORTE	BC-01, BC-03, BC-13	8498
BC-09	BC-09, BC-22ST, BC-27	>8000
COLOMBINA	COL-01	>8162

Tabla 2. Contactos agua-aceite (OWC) bloque BC
Fuente: Modificado. Plan de desarrollo campo BC, 2009.

Desde el inicio de la producción, el comportamiento de la presión fue descendiendo desde 4434 psi a valores cercanos a la presión de burbuja (aproximadamente 2000 psi), Posteriormente al inicio del proceso de inyección de agua (abril de 1996), se observaron diferentes comportamientos en los perfiles de presión, donde se identificaron varias zonas en toda el área del campo. Cabe anotar que el monitoreo de presión en el campo BC es limitado en términos de toma de pruebas de presión ya que dichas pruebas se realizan por oportunidad. En la figura 11 se muestra el comportamiento histórico de presión del yacimiento al Datum (-8000 TVDSS) por pozo.

- **Análisis de producción:** El comportamiento de la producción ha sido influenciado por la inyección de agua en el yacimiento, sistemas de levantamiento artificial que permiten un mayor recobro acorde con la capacidad de producción de los pozos, trabajos de mantenimiento de producción como fracturamientos hidráulicos, estimulaciones ácidas, orgánicas, balanceadas y selectivas con el fin de remover el daño causado por depósitos orgánicos y de carbonato de calcio evidenciados en la cara de la formación y la tubería de producción; además del piloto de conformidad de agua llevado a cabo en el 2011, la figura 6 muestra el comportamiento de la producción e inyección del campo BC.

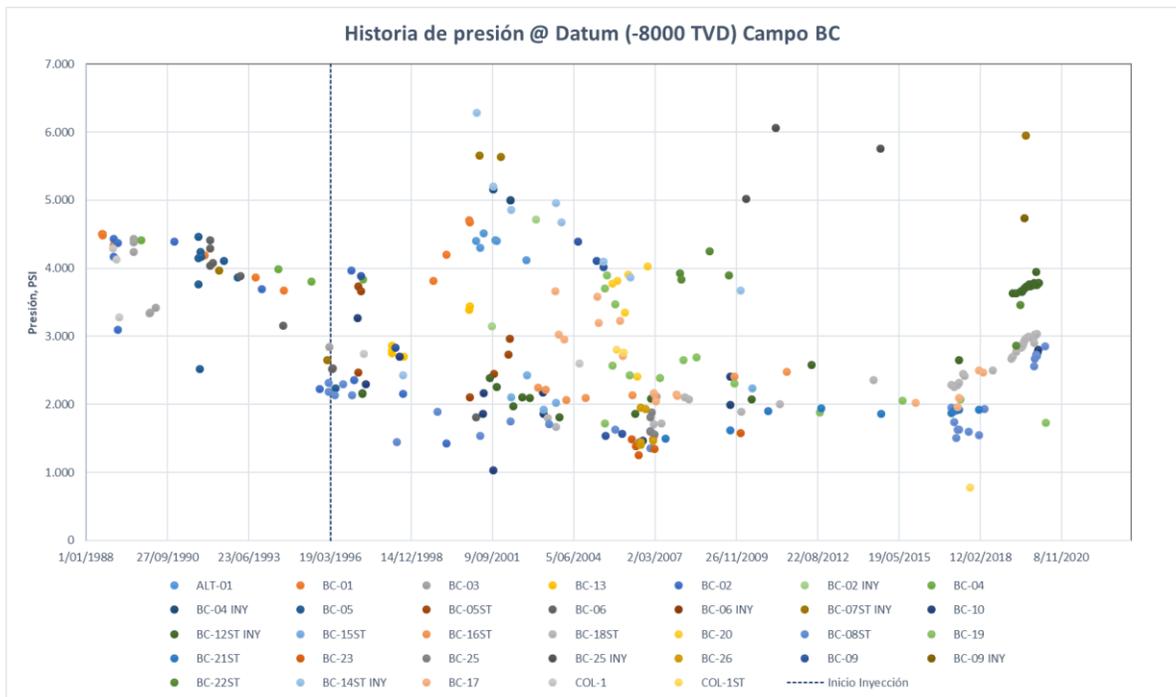


Figura 11. Presión al datum por pozo campo BC.
Fuente: Autor.

- Evaluación del daño de formación:** Durante los años 1999 y 2000 fue realizado por CORELAB un estudio de las características y composición de los fluidos de producción e inyección del campo BC, donde se obtuvieron los siguientes resultados: el crudo del campo BC, aunque tienen altos contenidos de asfaltenos / parafinas presenta una favorable relación de resinas / asfaltenos y temperaturas de "Cloud Point" muy bajas por lo cual no deberían existir problemas de precipitación. Sin embargo, cualquier desestabilización del sistema por presencia de ácidos (estimulación) o gases miscibles (CO₂, H₂S) podrían causar problemas de depositación. La precipitación de CaCO₃ debe prevenirse mediante tratamientos de inhibición en fondo. La remoción de FeCO₃ se hace mediante el uso de ácido clorhídrico u orgánicos, debe controlarse la presencia de hierro en las fuentes de agua de inyección para prevenir la formación del carbonato de hierro. La prueba de velocidad crítica se realizó con incremento de tasas de inyección de 0.5, 1.0, 2.0, 4.0 y hasta 30 ml/mm. monitoreando en cada caso la permeabilidad al agua de inyección, La velocidad crítica es de 157 bls-pie/día para el caso de KCU en BC.
- Mecanismos de producción de los yacimientos:** El yacimiento se clasificó como un yacimiento subsaturado, debido a que la presión inicial de yacimiento fue superior a la presión de burbuja, calculada del PVT de BC-6 (Pi= 4434 psi @ 8000 ft tvdss > Pb. =1705 psi). Al comparar el

comportamiento histórico de la presión y de la producción en el campo con curvas tipo de acuerdo con el procedimiento de Dake (Dake, 1978), en las cuales se observa un alto agotamiento del campo, se ha determinado el mecanismo de producción primaria del campo BC, como gas en solución con un limitado soporte del acuífero. Actualmente este mecanismo es ayudado por la inyección de agua.

- **Modelo de acuífero:** La utilización de un acuífero dentro del modelo de simulación fue necesaria para lograr representar el mantenimiento de presión que tiene el yacimiento. Se definió un acuífero analítico tipo Fetkovich conectado lateralmente en la dirección I en las celdas con coordenada 37 en esa misma dirección y con conexión a todas las celdas en la dirección J y K sobre dicha coordenada. Se definió el acuífero con las siguientes especificaciones: presión inicial de 4434 psi a 8000 pies
- **Historia y eventos de los pozos:** En el modelo de simulación fueron tenidos en cuenta todos los pozos correspondientes al área comercial del campo BC que han atravesado la unidad Caballos Superior y han drenado esta área. El pozo COL - 1 no fue tenido en cuenta ya que se encuentra distante de las fallas utilizadas para construir el polígono que delimita la malla de simulación. Los pozos fueron cargados junto con toda su historia tanto de producción como de inyección respectivamente, siendo necesarios crear los pozos gemelos para los pozos convertidos a inyectoros posteriormente. La fecha y actividades de cada evento realizado en cada uno de los pozos incluidos en la simulación fueron ingresadas como parámetros fundamentales para la construcción del modelo dinámico. Dentro de los eventos de los pozos se carga la siguiente información: completamiento de los pozos a la última fecha de modificación del estado mecánico, las conversiones a inyectoros, registros de desviación, tratamientos orgánicos, reacondicionamientos, cambios de diseño de levantamiento artificial y demás estimulaciones realizadas en cada uno de ellos. Además, se tuvo presente la fecha de realización de cada evento, los objetivos logrados, el tipo de servicio o trabajo desarrollado y las modificaciones generadas al completamiento inicial de cada uno de los pozos.

Para el modelo de simulación se utilizó como control primario del modelo dinámico el caudal de líquido por pozo y como control secundario la presión de fondo fluyente, para lo cual se considera la mínima presión histórica a la que fluye cada uno de los pozos.

En la figura 12 se muestra la vista 3D del yacimiento cargado en el simulador CMG, el cual cuenta con 63328 bloques totales de los cuales 31138 bloques están activos.

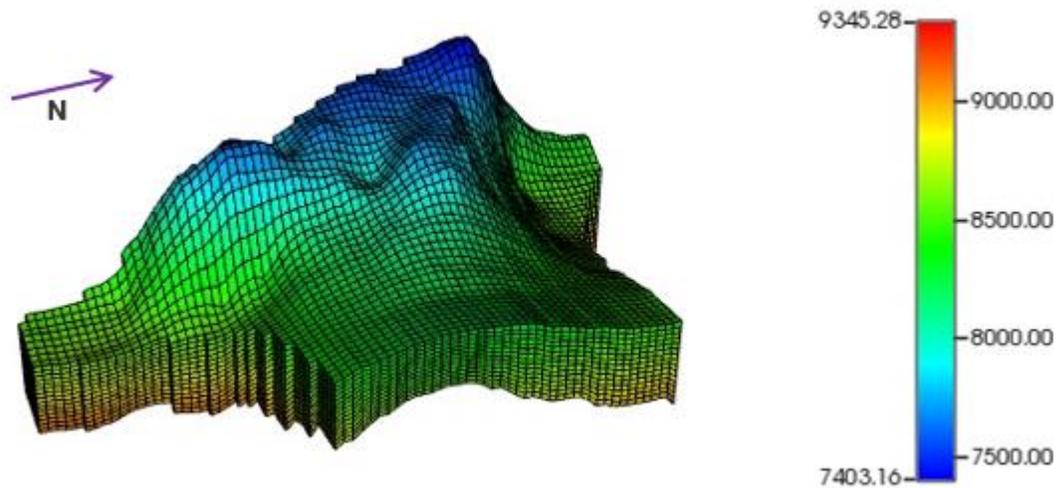


Figura 12. Tope de formación Caballos
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

3.2.2.2 Ajuste histórico

Luego de construir la malla de simulación y utilizar todos los parámetros e información disponible de acuerdo con lo descrito anteriormente, se realiza la inicialización del modelo. Posteriormente se utiliza el módulo Intelligent Optimization & Analysis Tool (CMOST AI) que es una aplicación de CMG que funciona junto con los simuladores de yacimientos de CMG para realizar análisis de sensibilidad, ajuste histórico, optimización y evaluación de incertidumbre.

- **Análisis de sensibilidad**

Se realizó el análisis de sensibilidad de los parámetros que más pudiesen afectar el comportamiento histórico de las variables del campo. Las funciones objetivo que se definieron para buscar el mejor ajuste fueron: presión promedio del yacimiento, producción acumulada de crudo, agua y gas, inyección acumulada de agua, producción promedio diaria por mes de crudo, agua y gas, inyección promedio diaria por mes de agua, corte de agua promedio diario por mes. Los parámetros seleccionados para lograr el ajuste de las funciones objetivo fueron: compresibilidad, porosidad, permeabilidad de la formación, saturación inicial de agua, espesor, radio, porosidad y permeabilidad del acuífero, presiones iniciales y contactos agua-aceite OWC de las regiones del yacimiento. En la tabla 3 se

relacionan los parámetros evaluados y los límites establecidos para la variación de estos buscando el mejor ajuste.

Parámetros evaluados en el Análisis de Sensibilidad				
Parámetro	Unidad	Valor original	Límite inferior	Límite superior
Compresibilidad de la formación	1/psi	2.50E-06	1.00E-06	9.00E-06
Permeabilidad de la matriz	mD	1 *	0.60	1.20
Porosidad de la matriz	Fracción	1 *	0,95	1.05
Saturación de agua inicial	Fracción	1 *	0,90	1.10
Espesor del acuífero	ft	50	25	100
Permeabilidad del acuífero	mD	1500	1000	2000
Porosidad del acuífero	Fracción	0.12	0.08	0.15
Radio del acuífero	ft	750	500	1.000
Presión inicial región 1	psia	4500	4000	4550
Presión inicial región 2	psia	4500	4000	4550
Presión inicial región 3	psia	4500	4000	4550
Presión inicial región 4	psia	4500	4000	4550
Presión inicial región 5	psia	4500	4000	4550
Contacto agua-aceite región 1	ft (prof.)	8900	8400	9400
Contacto agua-aceite región 2	ft (prof.)	7690	7550	7800
Contacto agua-aceite región 3	ft (prof.)	9110	8500	9150
Contacto agua-aceite región 4	ft (prof.)	8376	7900	8500
Contacto agua-aceite región 5	ft (prof.)	9198	8600	9250

* Distribución original

Tabla 3. Parámetros evaluados en el análisis de sensibilidad con el CMOST AI
Fuente: Autor.

Con esta información cargada en el CMOST AI se realiza el análisis de sensibilidades, corrida que toma 10 horas, 16 minutos y 58 segundos, generando 80 experimentos en total, obteniendo simulaciones exitosas en 76 de ellos, incluyendo el caso base. El resumen de los experimentos generados en el análisis de sensibilidades se muestra en la figura 13. En la tabla 4 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad para la simulación donde se evidencian parámetros que tienen impacto sobre la función objetivo.

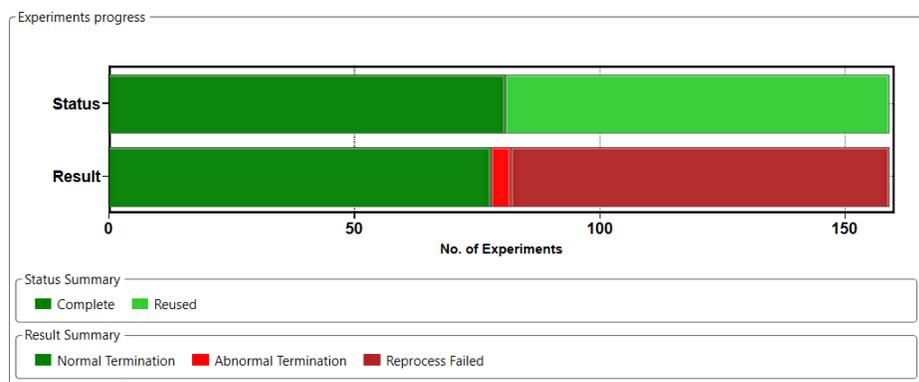


Figura 13. Resultado experimentos análisis de sensibilidades
Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Intelligent Optimization & Analysis Tool, CMOST AI. USCO.

Parámetros que impactan	Función objetivo									
	Producción Acumulada Aceite	Producción Acumulada Agua	Producción Acumulada Gas	Inyección Acumulada Agua	Corte de agua	Producción Promedio día Aceite	Producción Promedio día Agua	Producción Promedio día Gas	Inyección Promedio día Agua	Presión Yacimiento
Compresibilidad roca	1	1	1	1		1	1	1		1
Permeabilidad roca			1		1		1		1	
Porosidad roca	1	1				1	1	1		1
Saturación inicial de agua	1	1	1		1	1	1	1	1	
Espesor acuífero		1	1	1						1
Permeabilidad acuífero	1	1		1		1	1	1		
Porosidad acuífero				1						
Radio acuífero		1		1	1	1	1			1
Contacto agua-aceite Reg. 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Contacto agua-aceite Reg. 2										
Contacto agua-aceite Reg. 3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Contacto agua-aceite Reg. 4					1		1		1	
Contacto agua-aceite Reg. 5			1							
Presión inicial Ycto Reg. 1		1		1	1		1			
Presión inicial Ycto Reg. 2			1							
Presión inicial Ycto Reg. 3										
Presión inicial Ycto Reg. 4				1	1					1
Presión inicial Ycto Reg. 5										

Tabla 4. Resultados del análisis de sensibilidad
Fuente: Autor.

Como resultado del análisis de sensibilidad realizado se concluye que para realizar el ajuste histórico deben ser tenidos en cuenta los parámetros de porosidad de la roca, saturación de agua inicial y contacto agua-aceite de la región 1, debido a que

fueron los más influyentes en la gran mayoría de las funciones objetivo. Se descarta el parámetro de contacto petróleo-agua de la región 2, debido a que solo afecta el petróleo producido acumulado, función objetivo que se encuentra totalmente calibrada. El resto de los parámetros también serán tenidos en cuenta para el ajuste histórico, debido a que, aunque no influyen en la mayoría de las funciones objetivo, sí son importantes para algunas funciones objetivos en específico. Ejemplo de esto son los parámetros del acuífero, ya que influyen mucho sobre la producción de agua en el yacimiento.

- **Ajuste histórico**

Con base en los resultados obtenidos en la sección de análisis de sensibilidad, a partir de los rangos establecidos, se generaron 800 experimentos en la modulo CMOST AI del CMG, en donde se varían cada uno de los parámetros entre los límites establecidos en la tabla 3. Adicionalmente, se define un error histórico global como fuente de análisis de las funciones objetivo: entre menor sea este error histórico global, mayor va a ser la exactitud con respecto a la información original del campo. Este error histórico global es la sumatoria del error entre la información generada por el simulador y la información histórica del campo para cada una de las funciones objetivo. Del total de experimentos, el que mejor resultados obtuvo en el ajuste histórico fue el número 683, con un porcentaje de error global del 6.29% (ver figura 14), el cual será tomado como el caso base para el análisis de los pronósticos a realizar con el simulador. Los parámetros ajustados para el caso base son presentados en la tabla 5.

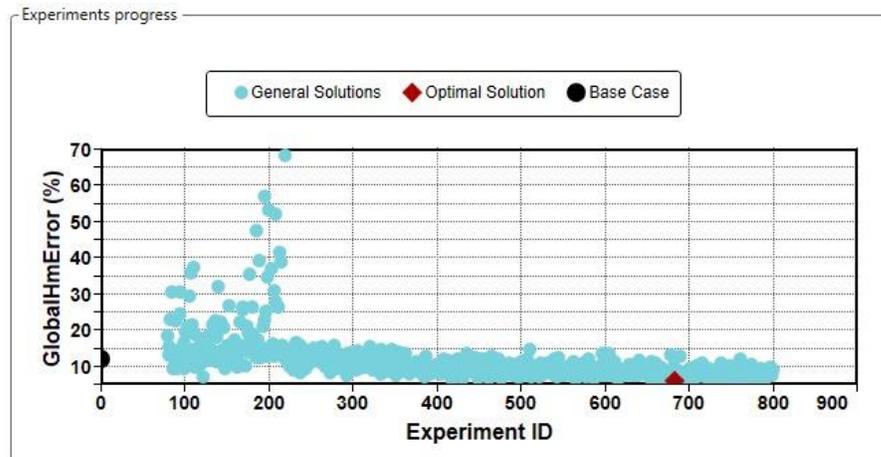


Figura 14. Resultado experimentos ajuste histórico

Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Intelligent Optimization & Analysis Tool, CMOST AI. USCO.

Resultados obtenidos corrida 683 en el ajuste histórico			
Parámetro	Unidad	Valor original	Valor ajustado
Compresibilidad de la formación	1/psi	2.50E-06	1.01E-06
Permeabilidad de la matriz	mD	1 *	0.89
Porosidad de la matriz	Fracción	1 *	0.98
Saturación de agua inicial	Fracción	1 *	1.01
Espesor del acuífero	ft	50	29
Permeabilidad del acuífero	mD	1500	1391
Porosidad del acuífero	Fracción	0.12	0.09
Radio del acuífero	ft	750	532
Presión inicial región 1	psia	4500	4155
Presión inicial región 2	psia	4500	4193
Presión inicial región 3	psia	4500	4500
Presión inicial región 4	psia	4500	4328
Presión inicial región 5	psia	4500	.500
Contacto agua-aceite región 1	ft (prof.)	8900	8804
Contacto agua-aceite región 2	ft (prof.)	7690	7690
Contacto agua-aceite región 3	ft (prof.)	9110	8742
Contacto agua-aceite región 4	ft (prof.)	8376	8062
Contacto agua-aceite región 5	ft (prof.)	9198	8997

* Distribución original

Tabla 5. Parámetros de ajuste caso base.
Fuente: Autor.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en las funciones objetivo durante el proceso del ajuste histórico. Cabe resaltar que en cada una de las gráficas que van a ser presentadas se hace uso de la misma leyenda: las líneas continuas de color azul claro representan cada uno de los 800 experimentos que fueron llevados a cabo, los puntos de color azul oscuro representan los datos históricos del campo, la línea continua de color rojo representa el ajuste histórico más óptimo (experimento 683) y la línea continua de color negro representa el resultado obtenido de los valores originales de los parámetros.

El resultado del ajuste para la producción promedio día por mes y acumulada de aceite fue excelente como se muestra en la figura 15 donde se evidencia que los datos simulados representan la totalidad de datos reales.

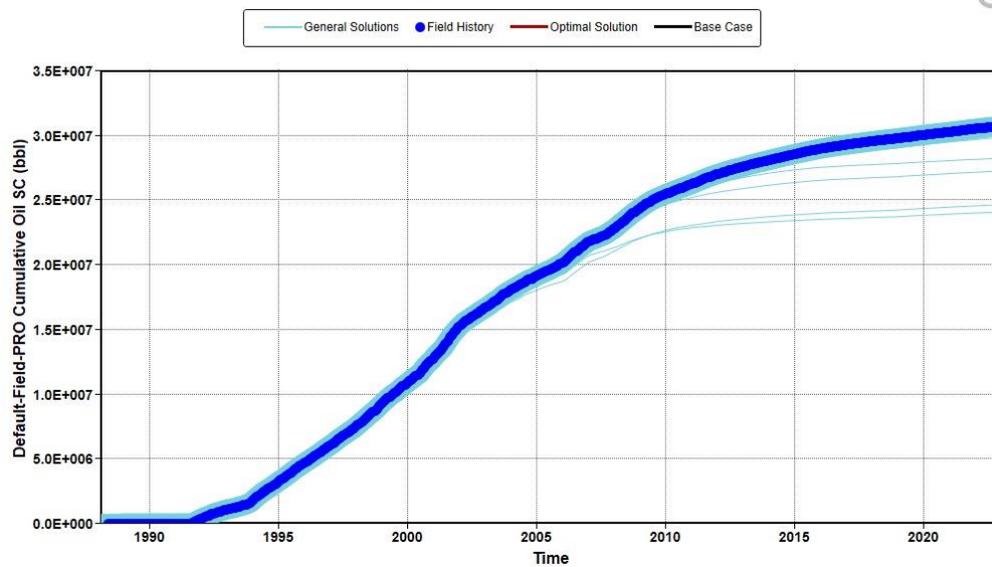
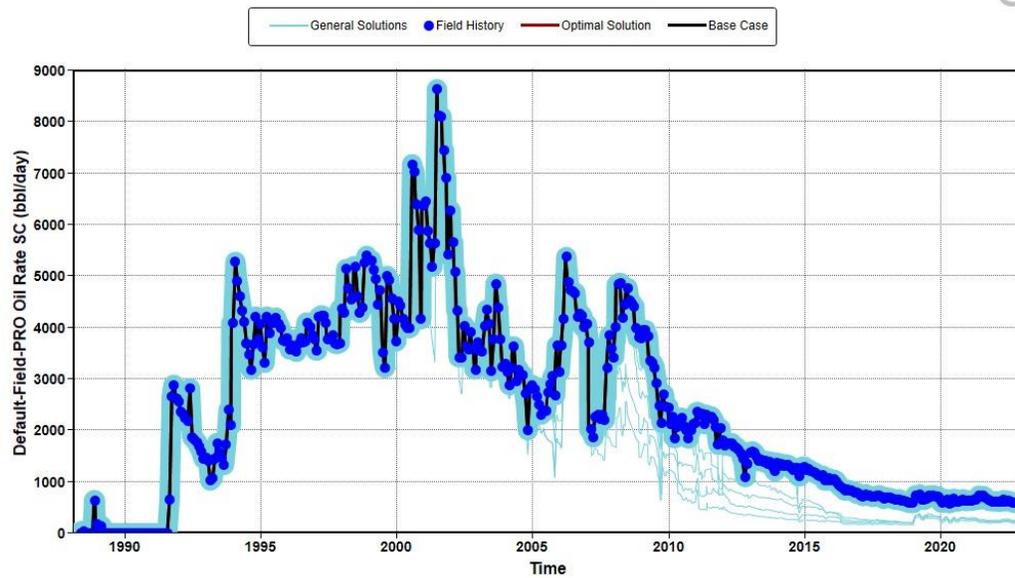


Figura 15. Ajuste histórico producción de aceite
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Intelligent Optimization & Analysis Tool, CMOST AI. USCO.

La producción promedio día por mes y acumulada de agua presenta buen ajuste siguiendo la tendencia de los datos reales aunque en algunos periodos el ajuste no fue muy bueno, sobre todo en el periodo del piloto de geles de polímero hacia el año 2011, consecuente con los periodos de no muy buen ajuste las producción acumulada de agua y el corte de agua se afectan de manera proporcional; sin embargo, el ajuste desde el año 2019 coincide a la perfección lo que asegura que

los pronósticos a realizar correspondan al mejor estimado. En las figuras 16 y 17 se muestra el ajuste para el agua.

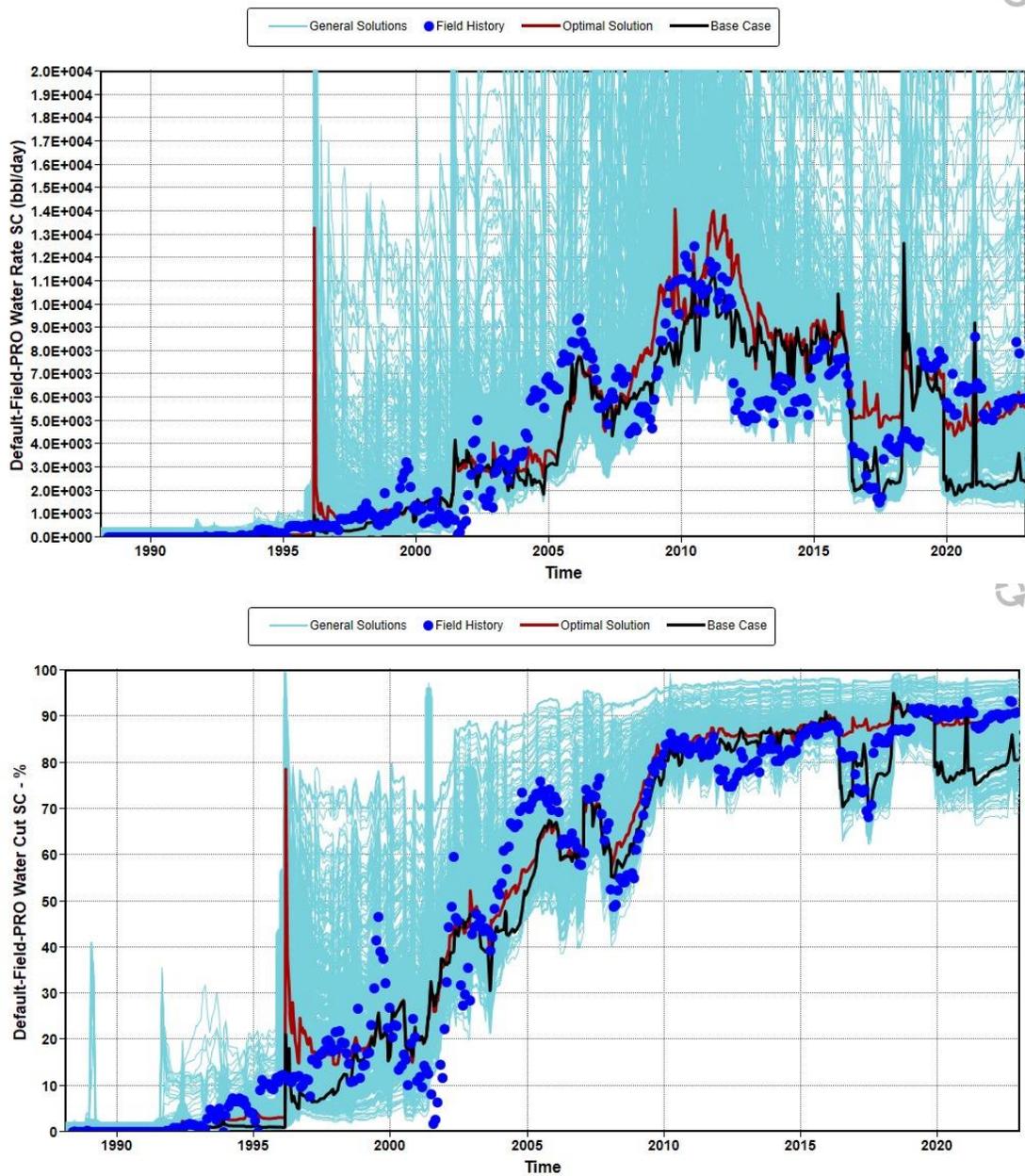


Figura 16. Ajuste histórico producción de agua, corte de agua
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Intelligent Optimization & Analysis Tool, CMOST AI. USCO.

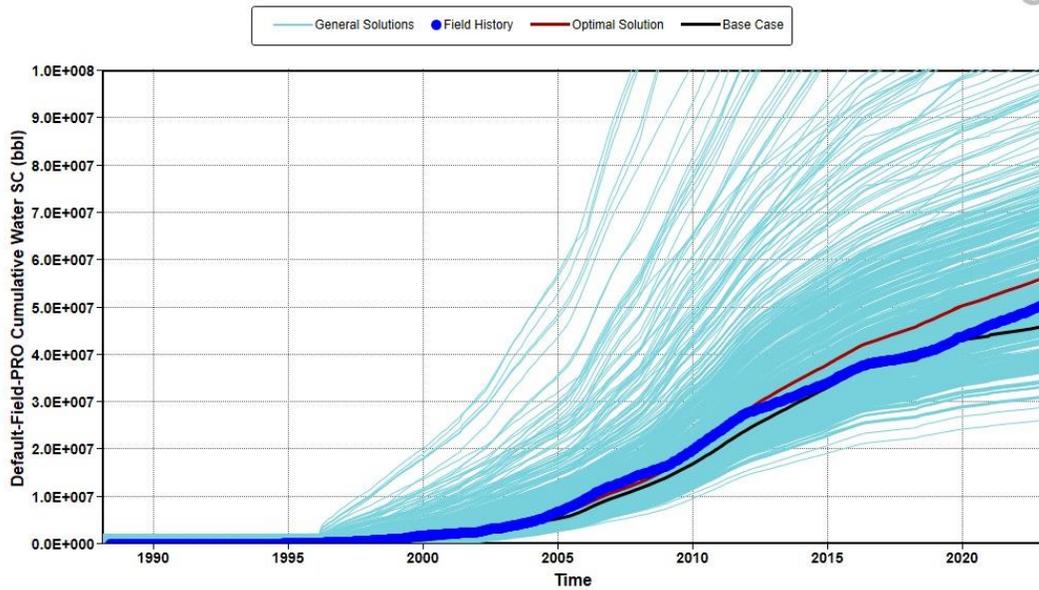


Figura 17. Ajuste histórico producción acumulada de agua
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Intelligent Optimization & Analysis Tool, CMOST AI. USCO.

El resultado del ajuste para la producción promedio día por mes de gas fue muy buen ajuste siguiendo la tendencia de los datos reales, la figura 18 muestra estos resultados.

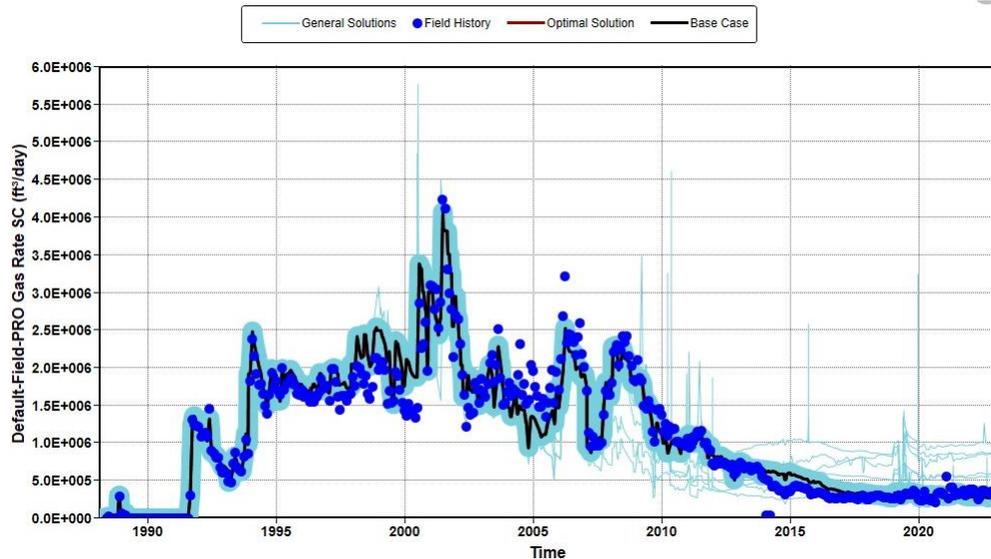


Figura 18. Ajuste histórico producción de gas
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Intelligent Optimization & Analysis Tool, CMOST AI. USCO.

La inyección promedio día por mes y acumulada de agua presenta muy buen ajuste siguiente la tendencia de los datos reales, en el periodo del año 1998 al 2000 no presentó buen ajuste, pero después de este año el ajuste es perfecto lo que de nuevo asegura que las predicciones a realizar correspondan al mejor estimado (ver figura 19).

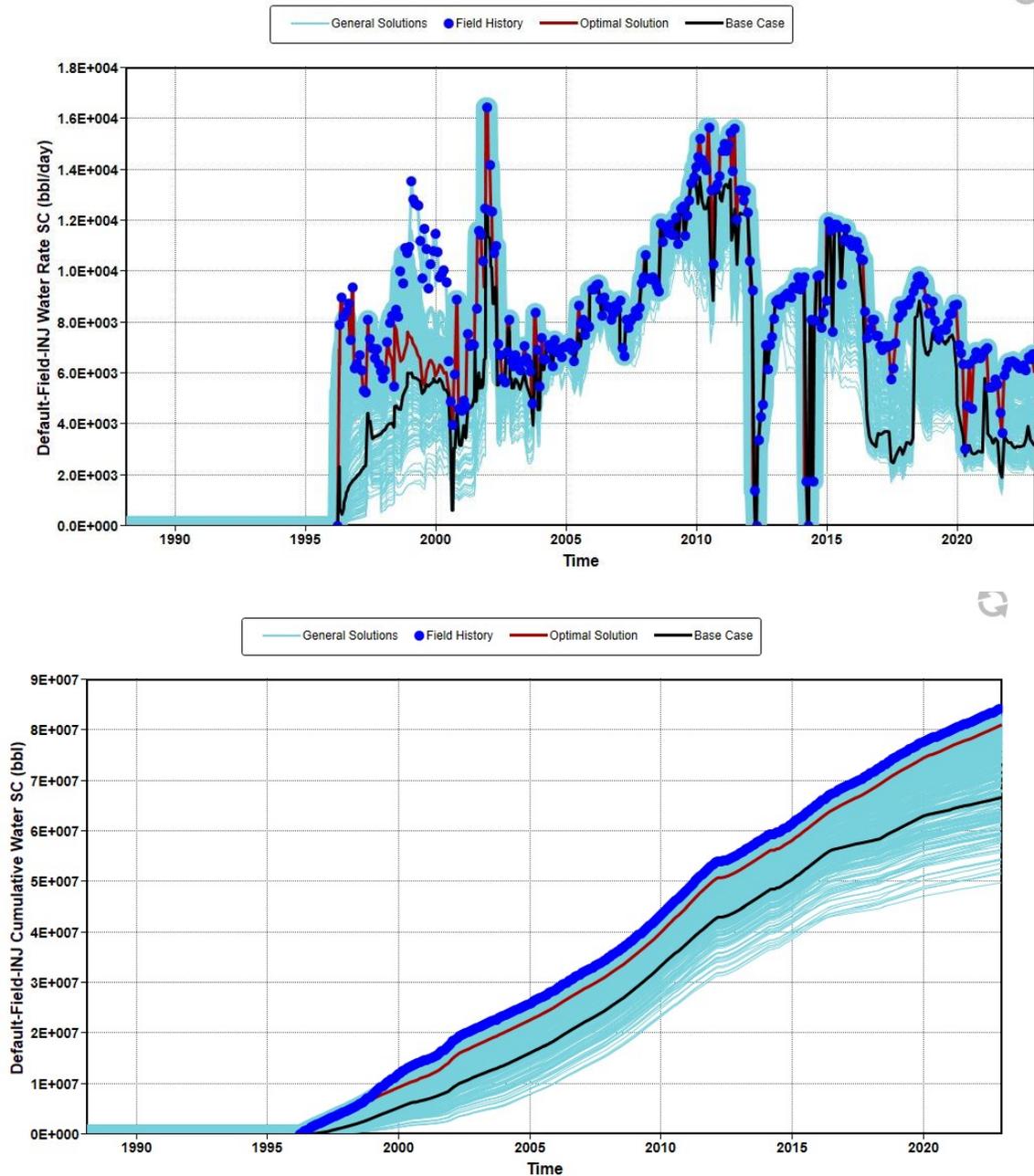


Figura 19. Ajuste histórico inyección de agua
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Intelligent Optimization & Analysis Tool, CMOST AI. USCO.

En cuanto a la presión promedio del yacimiento, como se muestra en la figura 20, el ajuste no fue muy bueno, sin embargo, se debe tener en cuenta que el yacimiento esta dividido en 5 regiones y el simulador estima la presión promedio de todo el yacimiento y que para los datos de reales se promedió la presión tomada en algunos pozos de los bloques Central, Sur y BC-09. Además, como se mencionó anteriormente, la toma de datos de presión estática es muy limitada donde los últimos datos fueron estimados a partir de toma de niveles estáticos.

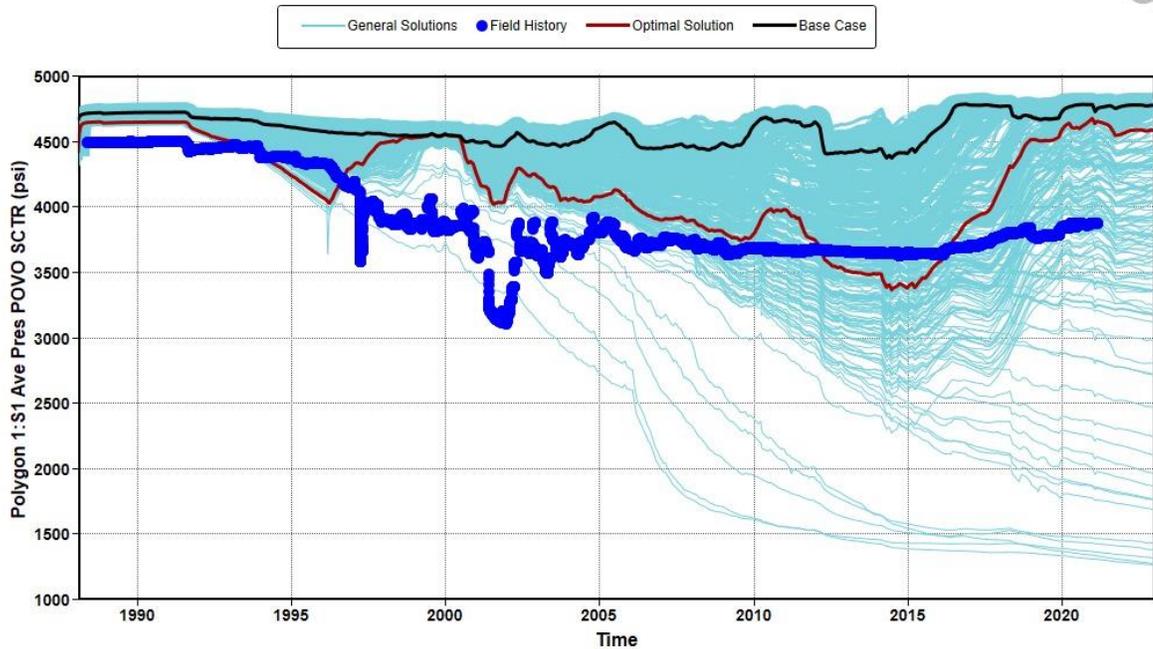


Figura 20. Ajuste histórico presión promedio de yacimiento
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Intelligent Optimization & Analysis Tool, CMOST AI. USCO.

3.2.3 Análisis de la simulación y planteamiento de escenario de conformación de agua

3.2.3.1 Análisis de la simulación

Para el 01 de enero de 2023 el campo BC cuenta con 7 pozos activos, de los cuales tres (3) son pozos inyectores de agua (BC-06, BC-25 y BC-26) y cuatro (4) son pozos productores (BC-10, BC-19, BC-22ST y BC-23), Los patrones de inyección se encuentran definidos de la siguientes manera: el pozo inyector BC-06 afecta al pozo productor BC-10, el pozo inyector BC25 afecta al pozo productor BC-19 y el

pozo inyector BC-26 afecta a los pozos productores BC-19 y BC-23. En la figura 21 se muestra la ubicación de los pozos en el yacimiento.

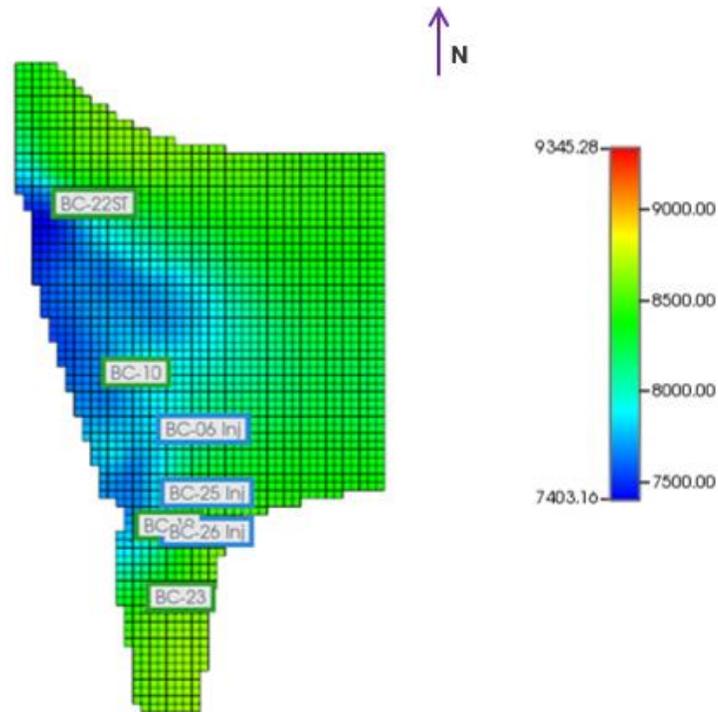


Figura 21. Pozos activos campo BC

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

Se realizó corte transversal de los pozos productores e inyectores activos para verificar la distribución actual de la saturación de aceite las cercanías del pozo y de esta manera verificar las posibilidades de conformidad y optimización del proyecto de inyección de agua del campo BC.

- **Pozos productores**

En el análisis realizado al pozo productor BC-22ST (Ver figura 22) se evidencia que las zonas circundantes a los perforados presentan una saturación de aceite considerablemente alta para continuar siendo explotado (0.47-0.5). Sin embargo, las zonas con estas saturaciones se encuentran estratigráficamente inferior y los efectos gravitacionales que impiden la correcta explotación de estas zonas. Se recomienda cañoneo de las zonas inferiores (capas 8 y 9) para drenar esta zona con saturaciones de aceite de 0.7.

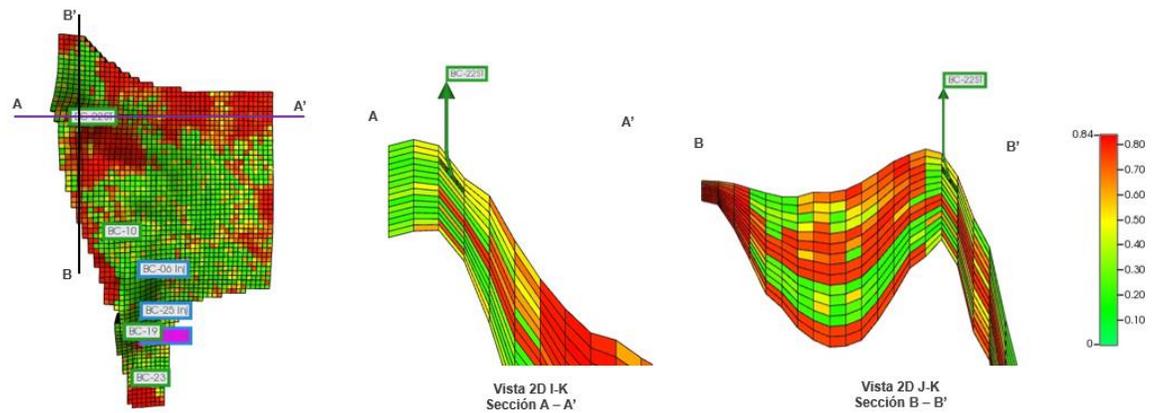


Figura 22. Saturación de aceite cerca al pozo productor BC-22ST
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

Para el pozo productor BC-10 (ver figura 23) se recomienda cerrar los intervalos productores de la sección superior (capas 2, 3, 4 y 5) las cuales se encuentran fracturadas y en donde las zonas circundantes al pozo en dichas capas presentan unas saturaciones de aceite muy bajas (cercanas al S_{or}). Esto se ve confirmado con la información histórica de producción, en donde en los últimos años se ha venido evidenciando una caída en la producción de aceite y aun aumento considerable en la producción de agua.

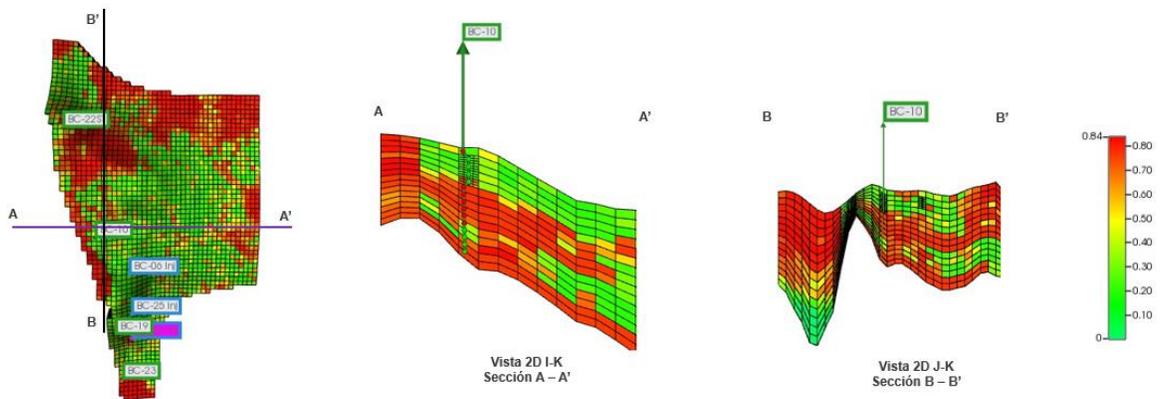


Figura 23. Saturación de aceite cerca al pozo productor BC-10
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el pozo productor BC-19 (ver figura 24), la saturación de la zona inferior de Caballos es alta y puede ser explotada. La zona superior (capas 1, 2, 3 y 4) presentan saturaciones de aceite muy bajas (0.3-0.32), valores muy cercanos al Sor y debido a esto se recomienda cerrar la producción en estas zonas. Enfocarse en producir la zona inferior del yacimiento y cerrar los intervalos de la zona superior podrían entregar un aumento en la producción de aceite y una disminución en la producción de agua (el corte de agua en este pozo es cercano al 95% según los datos históricos de producción).

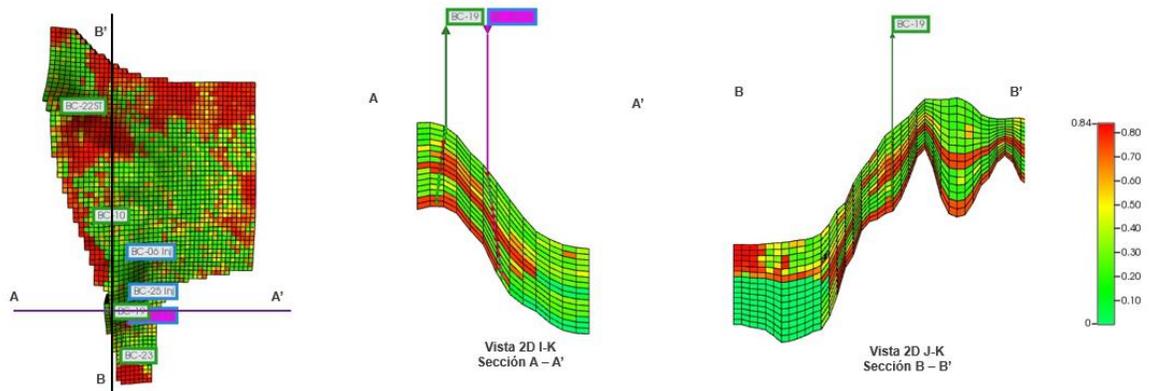


Figura 24. Saturación de aceite cerca al pozo productor BC-19
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el pozo productor BC-23 (ver figura 25), la zona inferior de Caballos sí ha sido explotada eficientemente. Este fenómeno se ve reflejado con la alta producción de este pozo en comparación con los otros pozos productores activos. Esto se puede deber a la alta influencia del acuífero en esta región del yacimiento. Con respecto a la zona superior del yacimiento, aún existe saturaciones de aceite suficientes para continuar con la buena producción en este pozo. Debido a que no hay pozos inyectoros cercanos a este pozo, podrían aumentarse las zonas perforadas en la sección superior si se quiere aumentar la producción de aceite. Se recomienda cerrar los perforados de la sección inferior en un futuro cercano, debido a que la saturación de aceite en esta zona está próxima a alcanzar valores cercanos al Sor.

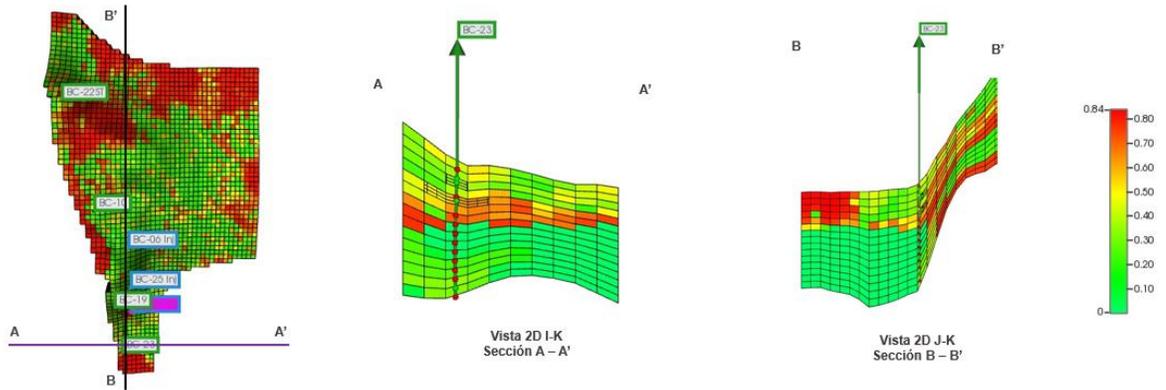


Figura 25. Saturación de aceite cerca al pozo productor BC-23
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

- **Pozos Inyectores**

En el pozo inyector BC-26 (ver figura 26) se recomienda cerrar los intervalos perforados de las capas 2, 3 y 4 o si es posible realizar la implementación de algún gel obturante para taponar estas zonas. Esto debido a que ya prácticamente hay una circulación de agua por estas capas entre este pozo y el pozo productor BC-19. Adicionalmente se podría iniciar inyección en las capas 6, 7 y 8 para drenar estas hacia los pozos productores.

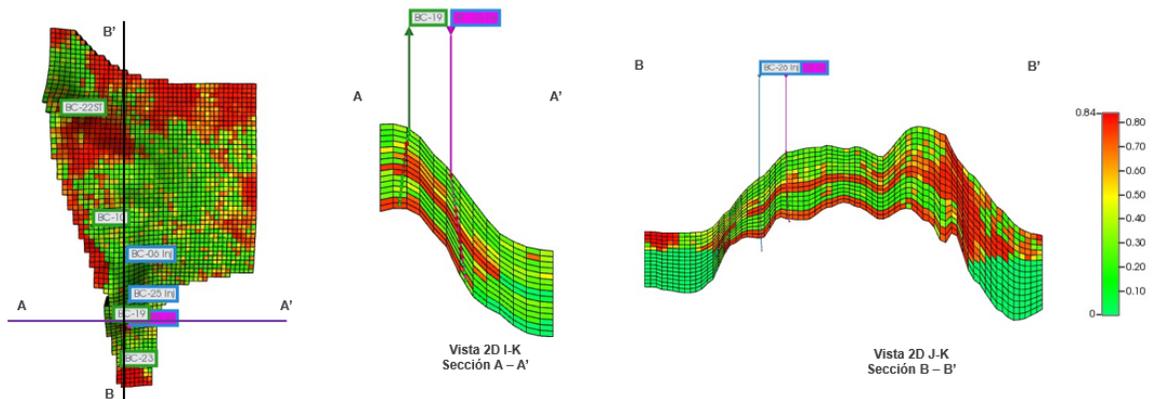


Figura 26. Saturación de aceite cerca al pozo inyector BC-26
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el caso del pozo inyector BC-25 (ver figura 27) en la zona superior los perforados se encuentran cerrados debido a que la saturación de aceite en estas capas es prácticamente igual al S_{or} . Solamente hay un perforado en la capa 3, para ayudar a mantener la presión en la zona superior. Se recomienda cerrar los perforados de las capas 10, 11, 12 y 13 por los mismos motivos expuestos anteriormente y abrir los perforados de las capas 14 y 15, ya que en estas hay una saturación considerable de aceite.

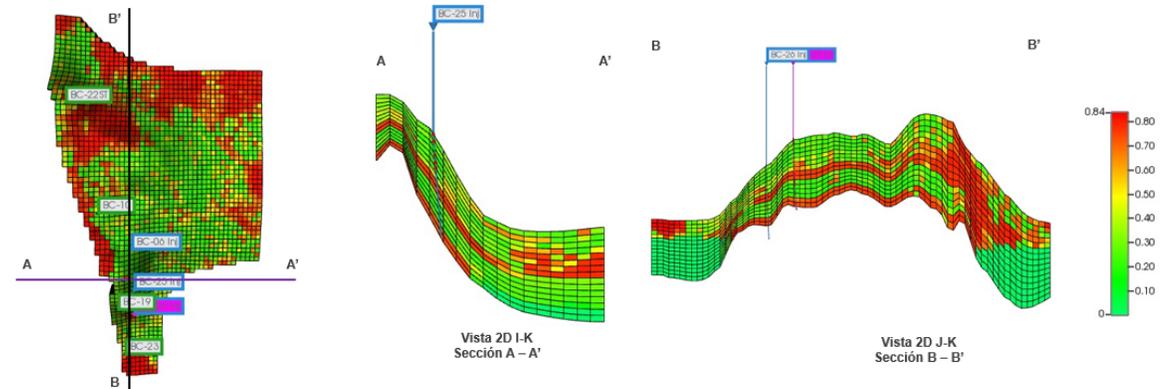


Figura 27. Saturación de aceite cerca al pozo inyector BC-25
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el pozo inyector BC-06 (ver figura 28) se presenta prácticamente el mismo comportamiento que se observa en el pozo BC-25. Se recomienda taponar de las zonas superiores (capas 1, 2 y 3) y enfocarse en la inyección en las capas inferiores (14 y 15).

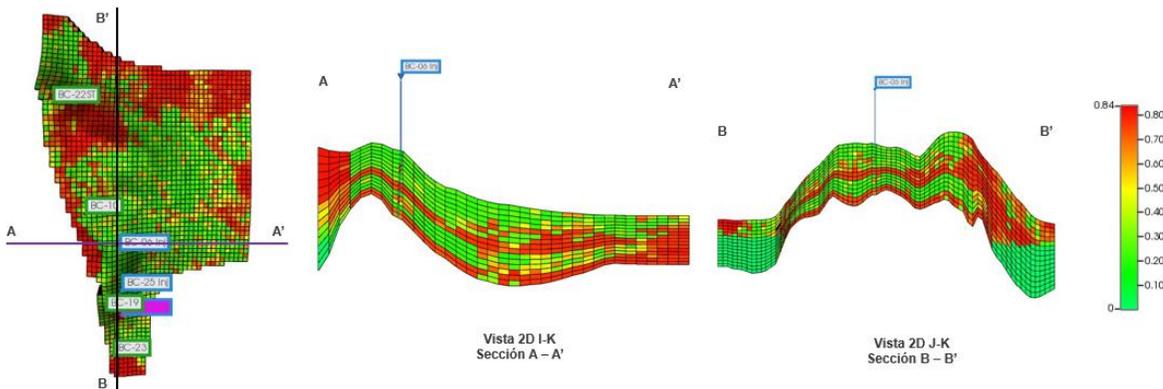


Figura 28. Saturación de aceite cerca al pozo inyector BC-06
Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

Un análisis general del yacimiento evidencia que las capas 14 y 15 (Caballos inferior) de todas las regiones aún tienen potencial para ser explotadas y la capa 3 en el sector central. Se recomienda mejorar la producción en estas capas, ya sea realizando un fracturamiento en estas capas en los pozos productores activos o mejorando la calidad de la inyección en estas zonas. Las zonas N y NW del yacimiento tienen potencial para seguir siendo explotadas. Podrían perforarse pozos por estas zonas.

Capítulo 4. Resultados

Con base al análisis realizado en la sección 3.2.3, se definen 13 escenarios de conformación de agua bajo la técnica de modificación del perfil de inyección, perforación de relleno (infill) y servicios de acondicionamiento del pozo (workover) teniendo en cuenta que son las de aplicación más viables en función del estado actual de producción del campo.

Todos los escenarios fueron proyectados a 5 años, es decir, desde la fecha final de simulación del caso base, 01 de enero del 2023 hasta el 01 de enero del 2028. Para el primer año se manejan presiones fluyentes de fondo, P_{wf} , de 3000 psi para los pozos productores y los últimos 4 años de simulación en 2500 psi. En todas las figuras mostradas la línea continua representa el caso base (caso en el que no se modifica ningún parámetro ni condición en el campo) y la línea discontinua simboliza el caso ajustado (caso en el que se modifica algún parámetro o condición de pozo en búsqueda de aumentar la rentabilidad del campo). Adicionalmente, cabe destacar que las líneas azules (ya sean continuas o discontinuas) representan los parámetros del agua y las líneas verdes (ya sean continuas o discontinuas) representan parámetros del aceite. El factor de recobro al 01 de enero de 2023 es del 28.19%, para el caso base se proyecta en 5 años un factor de recobro de 29.17%.

4.1 Escenario 1. Modificación patrón inyección pozo BC-06

La figura 29 muestra el corte transversal del patrón del pozo inyector BC-06 correspondiente a la saturación de aceite en el yacimiento para el caso base. En esta figura se observa que las capas 2, 3, 4 del pozo productor BC-10 que se encuentran fracturadas presentan saturaciones de aceite muy bajas (cercasas al Sor). Para este escenario se simula el cierre de estas capas dejando en producción las capas 5, 12, 13, 14, 15 (Ver figura 30) obtenido los resultados mostrados en las figuras 31 y 32.

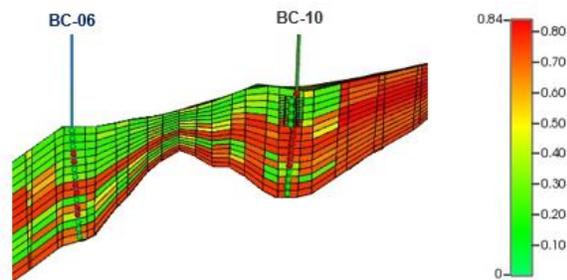


Figura 29. Corte transversal patrón inyección BC-06. Saturación de aceite caso base.
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

	CASO BASE		ESCENARIO 1	
	BC-06	BC-10	BC-06	BC-10
Capa 1	✓	✗	✓	✗
Capa 2	✓	✓	✓	✗
Capa 3	✓	✓	✓	✗
Capa 4	✗	✓	✗	✗
Capa 5	✗	✓	✗	✓
Capa 6	✓	✗	✓	✗
Capa 7	✓	✗	✓	✗
Capa 8	✗	✗	✗	✗
Capa 9	✗	✗	✗	✗
Capa 10	✓	✗	✓	✗
Capa 11	✗	✗	✗	✗
Capa 12	✗	✓	✗	✓
Capa 13	✓	✓	✓	✓
Capa 14	✓	✓	✓	✓
Capa 15	✓	✓	✓	✓

Figura 30. Modificación perfil de inyección – producción BC-06/BC-10 realizado en el Escenario 1.
Fuente: Autor

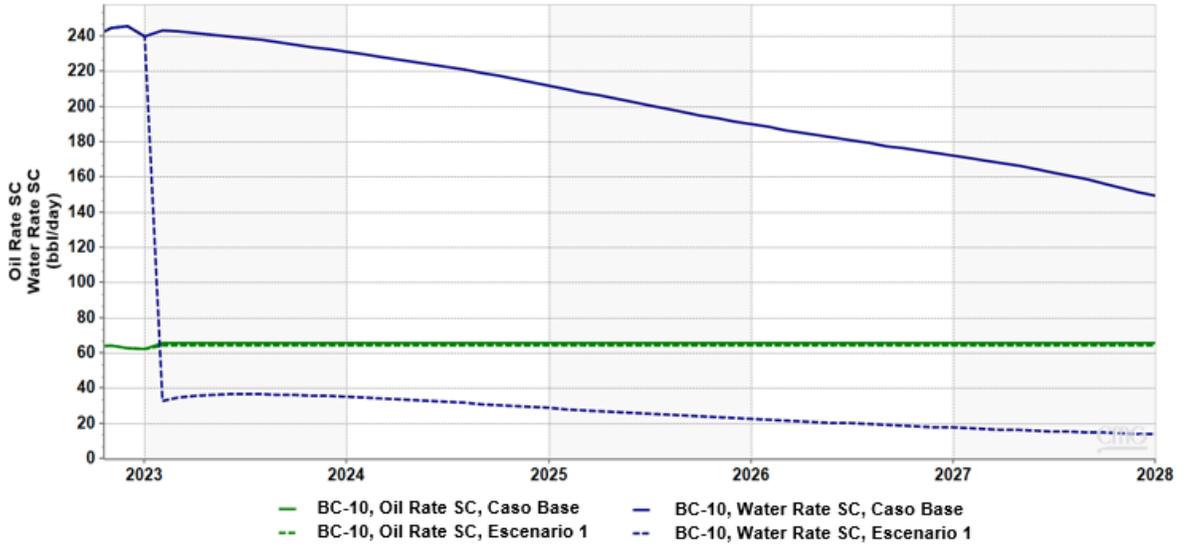


Figura 31. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-10 para el Escenario 1 y el caso base.
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

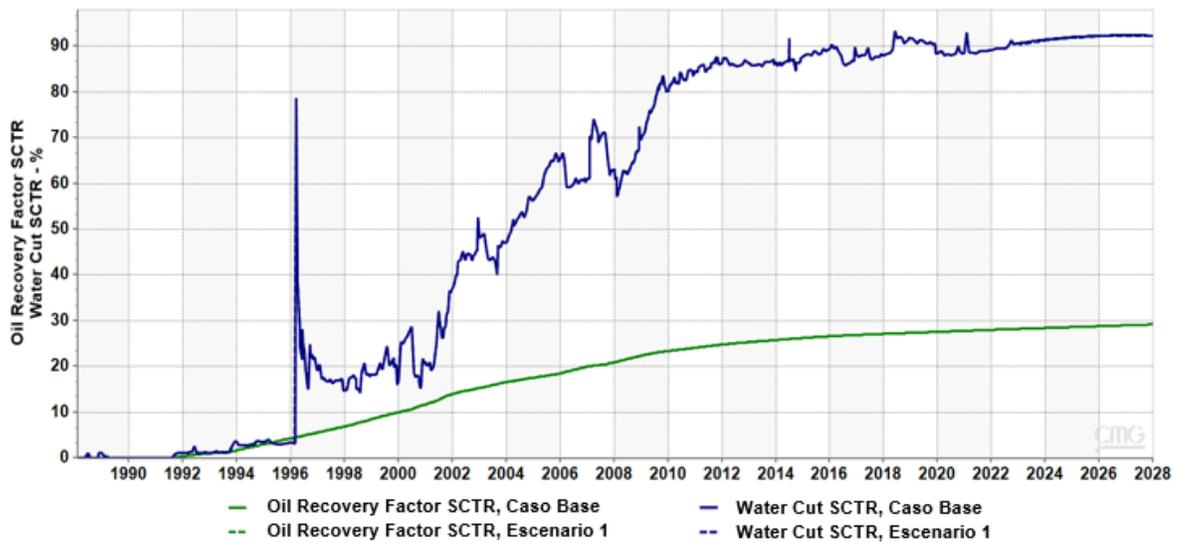


Figura 32. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 1 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el Escenario 1 de conformidad de agua por modificación de perfil de inyección en el pozo inyector BC-06 se evidencia reducción de producción de agua por el pozo BC-10 de 240 BWPD @ 30 BWPD sin afectar y manteniendo la tendencia de producción aceite del pozo BC-10. Al final de la simulación se obtiene un factor de recobro de 29.17%, igual al estimado en el caso base. Cabe mencionar que se realizó corrida de simulación con cierre de las capas 1 y 2 del pozo inyector BC-06 obteniendo los mismos resultados, por lo que se descarta esta variación del escenario al implicar la intervención adicional en el patrón de inyección.

4.2 Escenario 2. Modificación patrón inyección pozos BC-25 y BC-26

El pozo productor BC-19 hace parte de los patrones de inyección de los pozos inyectoros BC-25 y BC-26. En la figura 33 es posible observar el corte transversal de estos patrones correspondiente a la saturación de aceite en el yacimiento para el caso base. Se evidencia que la zona superior del pozo BC-19 (capas 1, 2, 3) presentan saturaciones de aceite muy bajas (muy cercanos al Sor). En este escenario se simula el cierre de estas capas dejando en producción las capas 10, 11, 12, 13, 14, 15 (ver figura 34) obtenido los resultados mostrados en las figuras 35 y 36.

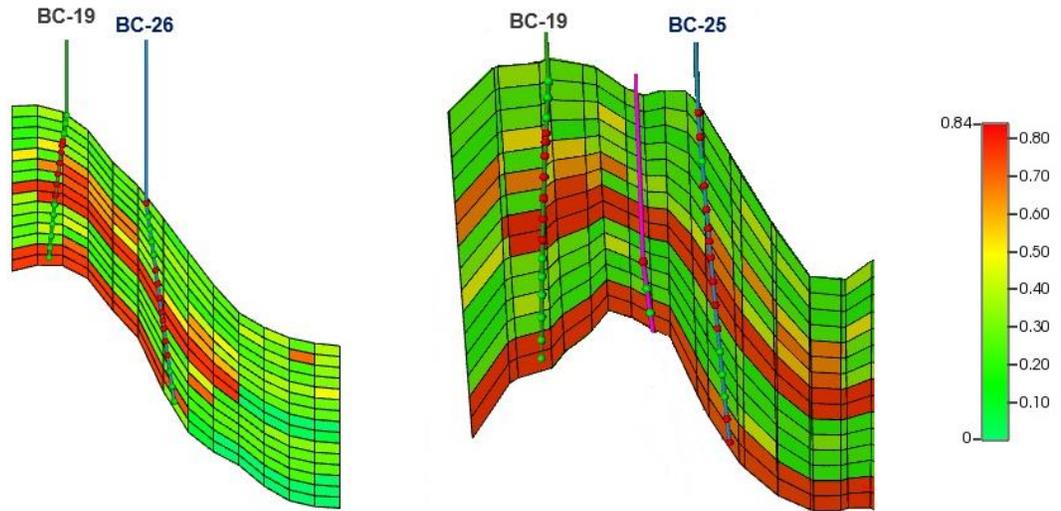


Figura 33. Corte transversal patrón inyección BC-25 y BC-26. Saturación de aceite caso base

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

	CASO BASE			ESCENARIO 2		
	BC-25	BC-19	BC-26	BC-25	BC-19	BC-26
Capa 1	✗	✓	✗	✗	✗	✗
Capa 2	✗	✓	✓	✗	✗	✓
Capa 3	✓	✓	✓	✓	✗	✓
Capa 4	✗	✗	✓	✗	✗	✓
Capa 5	✗	✗	✓	✗	✗	✓
Capa 6	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Capa 7	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Capa 8	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Capa 9	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Capa 10	✗	✓	✗	✗	✓	✗
Capa 11	✓	✓	✗	✓	✓	✗
Capa 12	✓	✓	✗	✓	✓	✗
Capa 13	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Capa 14	✗	✓	✓	✗	✓	✓
Capa 15	✗	✓	✓	✗	✓	✓

Figura 34. Modificación perfil de inyección – producción BC-25/BC-19 y BC-26/BC-19 realizado en el Escenario 2.

Fuente: Autor

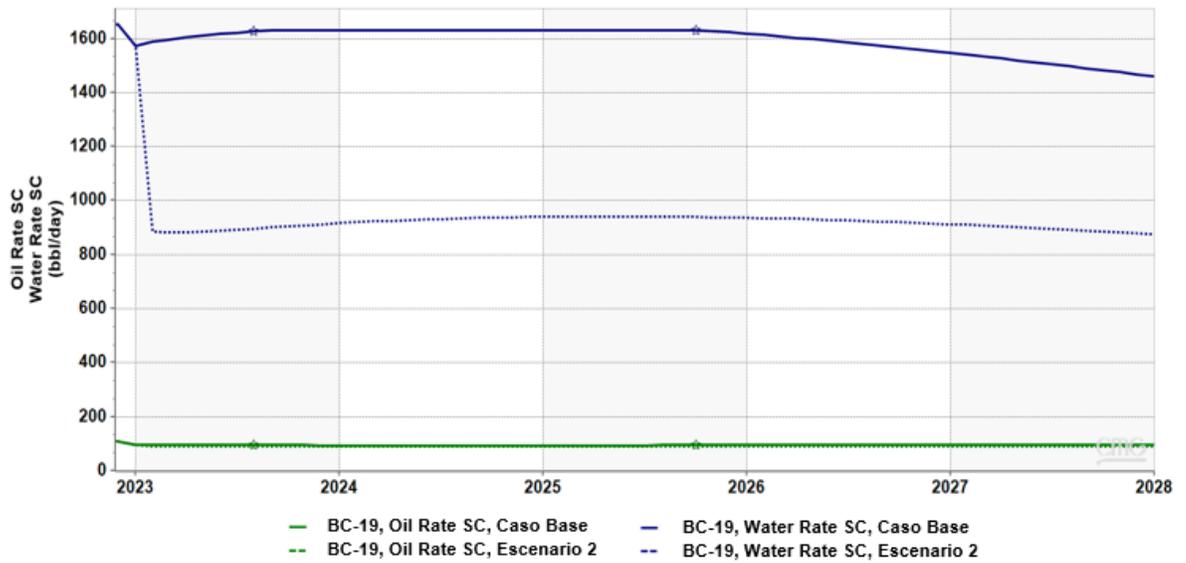


Figura 35. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-19 para el Escenario 2 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

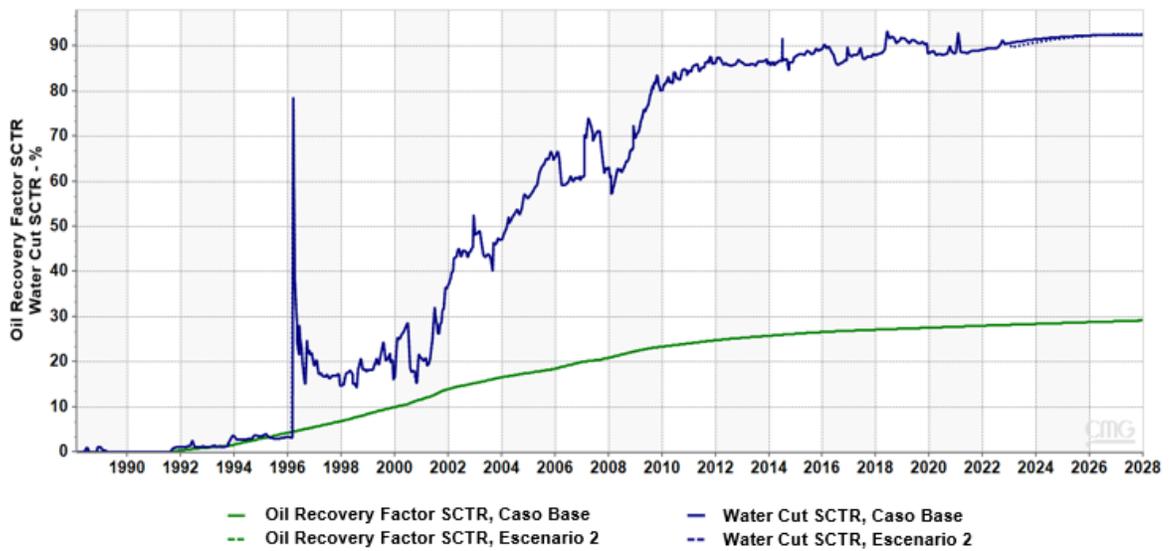


Figura 36. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 2 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el Escenario 2 de conformidad de agua por modificación de perfil de inyección de los pozos inyectores BC-25 y BC-26 se evidencia reducción de la producción de agua por en el pozo BC-19 de 1600 BWPD @ 950 BWPD sin afectar y manteniendo la tendencia de producción aceite del pozo BC-19. Al final de la simulación se obtiene un factor de recobro de 29.17%, igual al estimado en el caso base. Cabe resaltar que se realizó corrida de simulación con cierre de la capa 3 del pozo inyector BC-25 obteniendo como resultado un aumento de 300 BWPD de producción de agua en el pozo productor BC-19, por lo que se descarta esta variación del escenario al implicar mayor cantidad de producción de agua.

4.3 Escenario 3. Modificación patrón inyección pozo BC-26

El pozo productor BC-23 hace parte del patrón de inyección del pozo inyector BC-26, la figura 37 muestra el corte transversal del patrón correspondiente a la saturación de aceite en el yacimiento para el caso base. Se evidencia que la zona inferior de Caballos ha sido explotada eficientemente. Posiblemente por la influencia del acuífero en esta región del yacimiento. Con respecto a la zona superior del yacimiento, aún existe saturaciones de aceite suficientes para continuar con la producción en este pozo. En la simulación de este escenario se cierra la capa 14 por tener una saturación de aceite cercanos al Sor (ver figura 38) obtenido los resultados mostrados en las figuras 39 y 40.

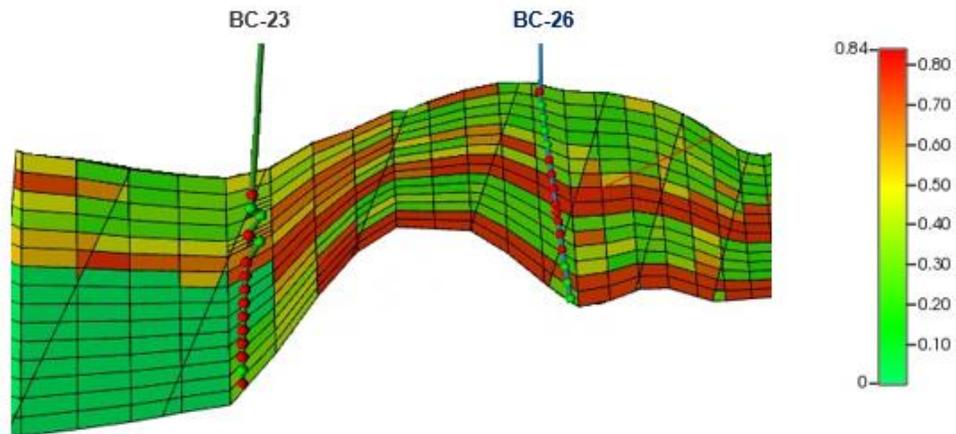


Figura 37. Corte transversal patrón inyección BC-26. Saturación de aceite caso base.
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

	CASO BASE		ESCENARIO 3	
	BC-26	BC-23	BC-26	BC-23
Capa 1	✗	✗	✗	✗
Capa 2	✓	✗	✓	✗
Capa 3	✓	✓	✓	✓
Capa 4	✓	✗	✓	✗
Capa 5	✓	✓	✓	✓
Capa 6	✗	✗	✗	✗
Capa 7	✗	✗	✗	✗
Capa 8	✗	✗	✗	✗
Capa 9	✗	✗	✗	✗
Capa 10	✗	✗	✗	✗
Capa 11	✗	✗	✗	✗
Capa 12	✗	✗	✗	✗
Capa 13	✓	✗	✓	✗
Capa 14	✓	✓	✓	✗
Capa 15	✓	✗	✓	✗

Figura 38. Modificación perfil de inyección – producción BC-26/BC-23 realizado en el Escenario 3.
Fuente: Autor

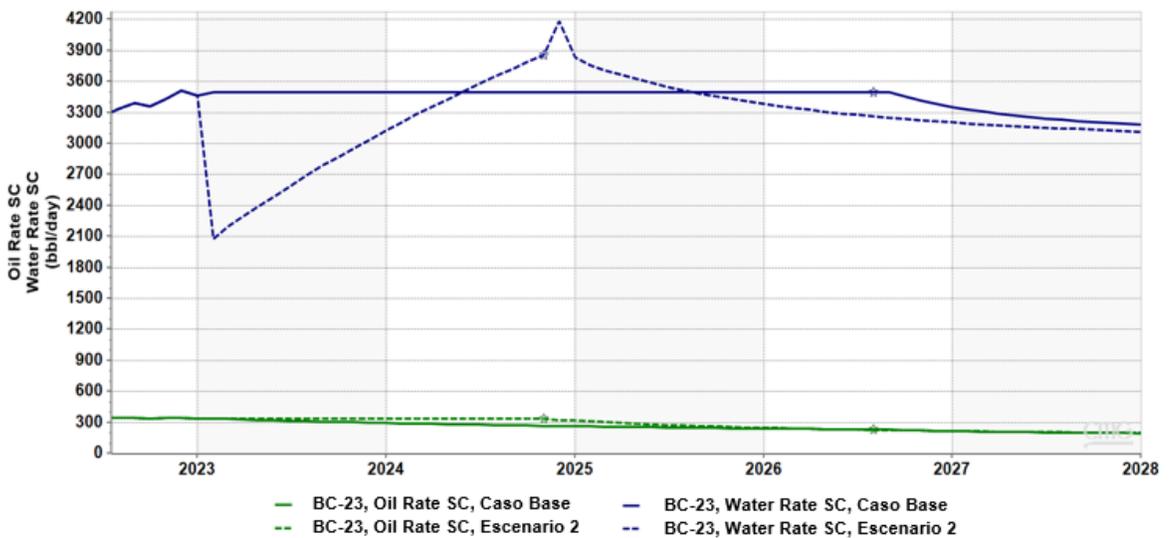


Figura 39. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-23 para el Escenario 3 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el Escenario 3 de conformidad de agua por modificación de perfil de inyección del pozo inyector BC-26 se evidencia que, aunque la producción de agua del pozo BC-23 disminuye de 3500 BWPD a 2100 BWPD en los primeros meses, después del primer año recupera la producción de agua del caso base. Adicionalmente, la producción de aceite se mantiene similar a la del caso base. Al final de la simulación se obtiene un factor de recobro de 29.17%, similar al estimado en el caso base

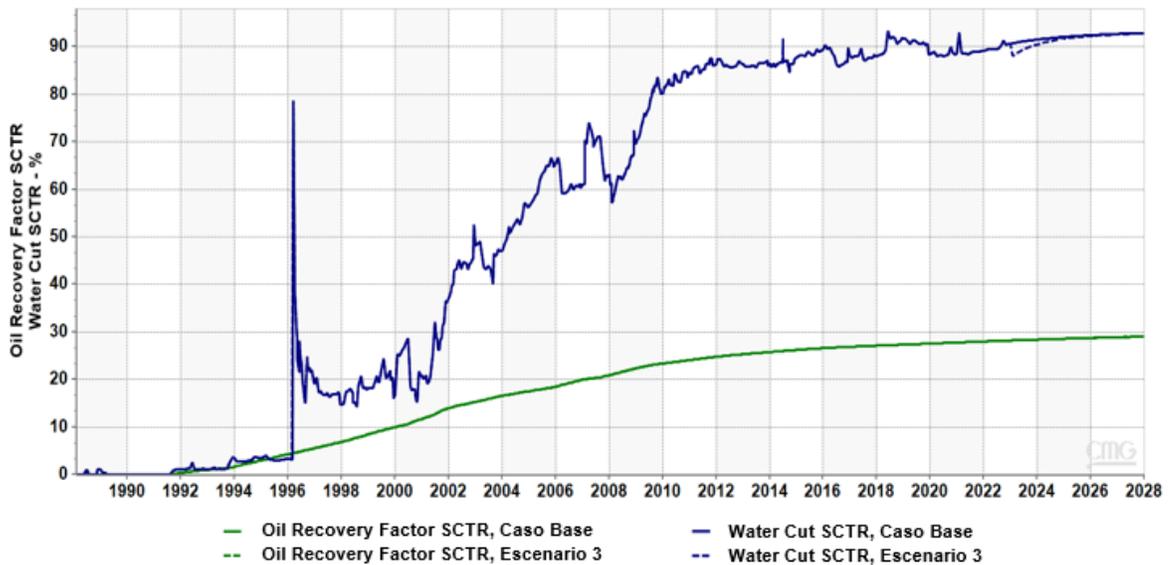


Figura 40. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 3 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

4.4 Escenario 4. Modificación estado mecánico pozo BC-22ST

El pozo productor BC-22ST no hace parte de un patrón de inyección de agua activo, sin embargo, analizando el corte transversal de la saturación de aceite en las cercanías del pozo para el caso base (ver figura 22), se observa una saturación de aceite potencial en el capa 5, razón por la cual, en la simulación de este escenario se abre (cañonea) la capa 5 buscando drenar el crudo presente de la misma (ver figura 41) obtenido los resultados mostrados en las figuras 42 y 43.

	BC-22ST	
	CASO BASE	ESCENARIO 4
Capa 1	✓	✓
Capa 2	✓	✓
Capa 3	✓	✓
Capa 4	✓	✓
Capa 5	✗	✓
Capa 6	✗	✗
Capa 7	✗	✗
Capa 8	✗	✗
Capa 9	✗	✗
Capa 10	✗	✗
Capa 11	✗	✗
Capa 12	✗	✗
Capa 13	✗	✗
Capa 14	✗	✗
Capa 15	✗	✗

Figura 41. Modificación estado mecánico pozo productor BC-22ST realizado en el Escenario 4.

Fuente: Autor

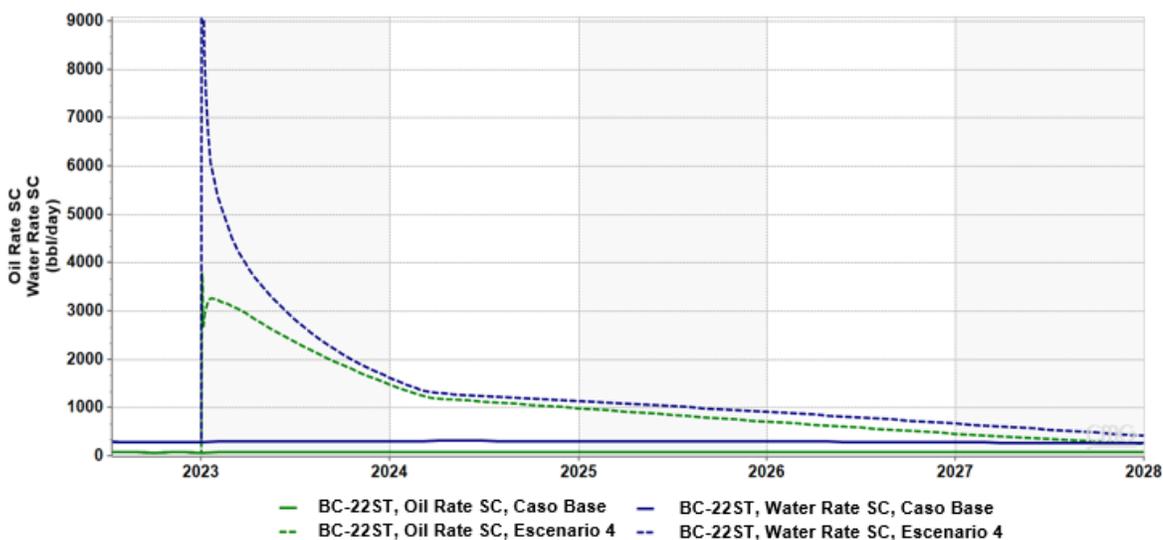


Figura 42. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-22ST para el Escenario 4 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

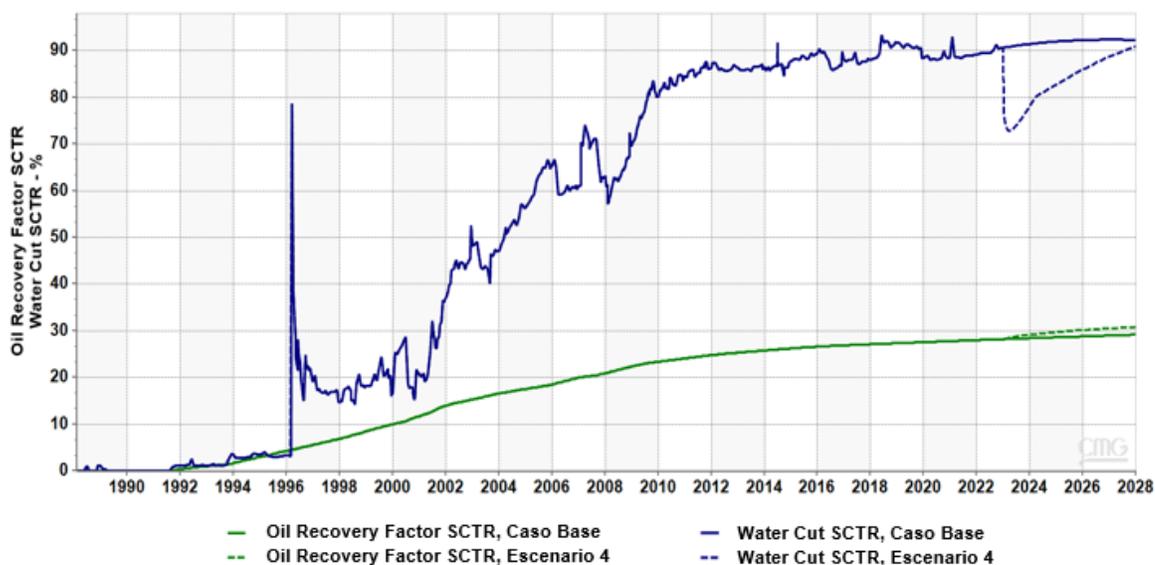


Figura 43. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 4 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el Escenario 4 se evidencia que la producción de aceite del pozo BC-22ST aumenta considerablemente tan pronto se abren perforados en capa 5 pasando de

80 BOPD @ 3200 BOPD retornando a la producción de la declinación base a los 4.5 años, lo anterior representa un aumento en el factor de recobro de 1.62% con respecto al caso base, llegando al 30.79%. Aunque se debe tener en cuenta que se presentará un aumento considerable en la producción de agua pasando de 300 BWPD a 9000 BWPD; sin embargo, el corte de agua del pozo disminuye en poco más de 10 puntos gracias al aumento en la producción de aceite, pero al cabo de 5 años retorna a condiciones del caso base.

4.5 Escenario 5. Perforación de relleno (Infill) pozo productor horizontal BC-28 (Capa 15)

La figura 44 muestra una alta saturación de aceite en la capa 15 de la zona central del yacimiento, área que no ha sido drenada y que fue afectada en su momento por la inyección de agua de los pozos inyectoros hoy inactivos BC-02 y BC-7ST y el pozo inyector hoy activo BC-06.

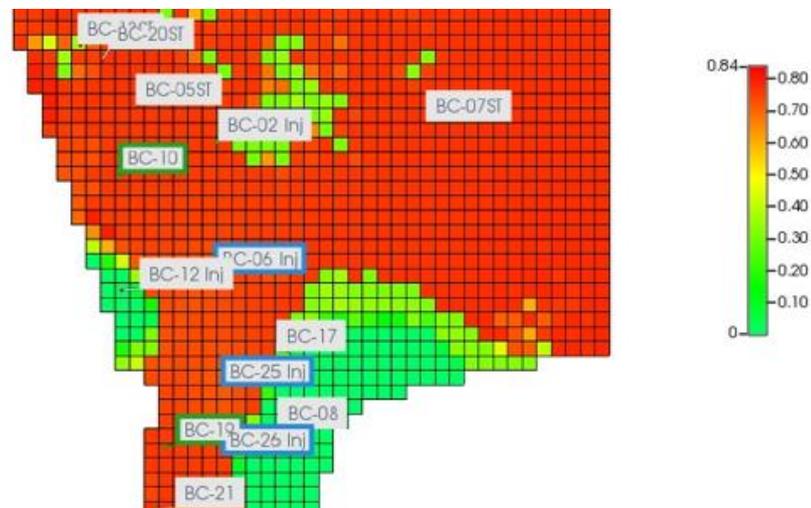


Figura 44. Vista areal de la capa 15 en zona central yacimiento campo BC.
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En este escenario se realiza simulación de la perforación de relleno (infill) de un pozo productor horizontal en la capa 15 en un área del yacimiento que no ha sido drenada y que ha estado bajo la influencia de los pozos inyectoros a través del tiempo. Dicho pozo será nombrado como BC-28 y tendrá una sección horizontal de 1086 pies. En la figura 45 se muestra la ubicación del pozo BC-28 en el yacimiento.

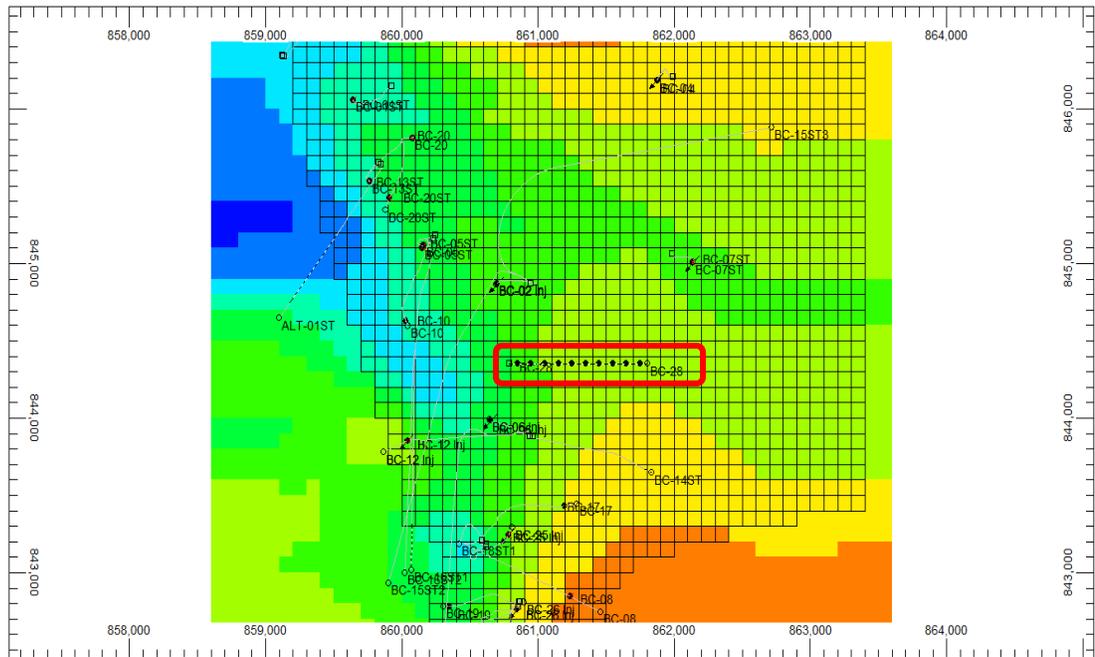


Figura 45. Ubicación del pozo horizontal BC-28 para el Escenario 5.
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

Los resultados de la simulación se muestran en las figuras 46 y 47.

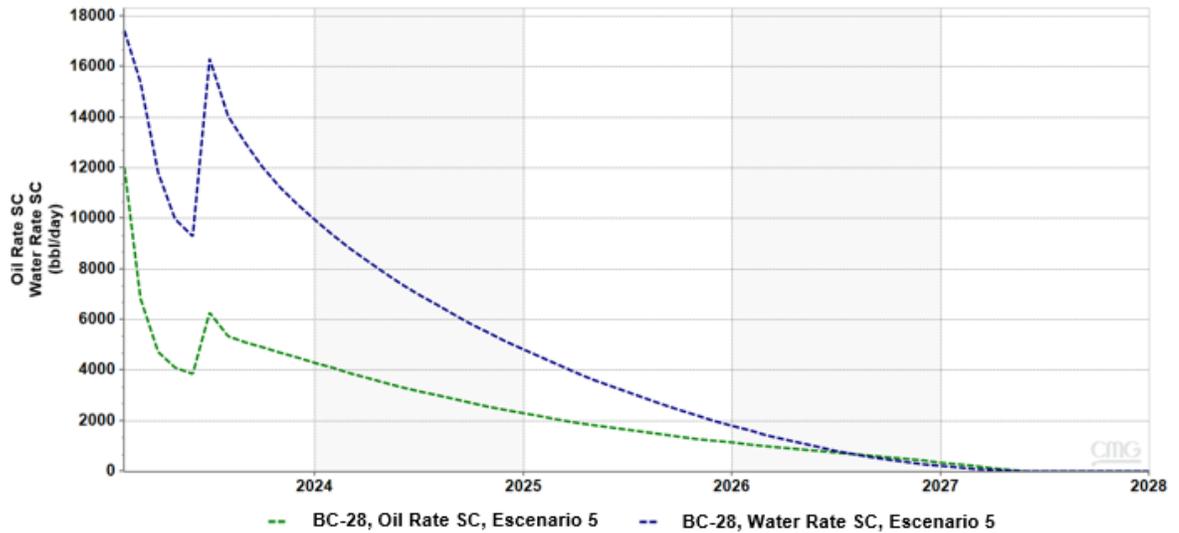


Figura 46. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-28 para el Escenario 5 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

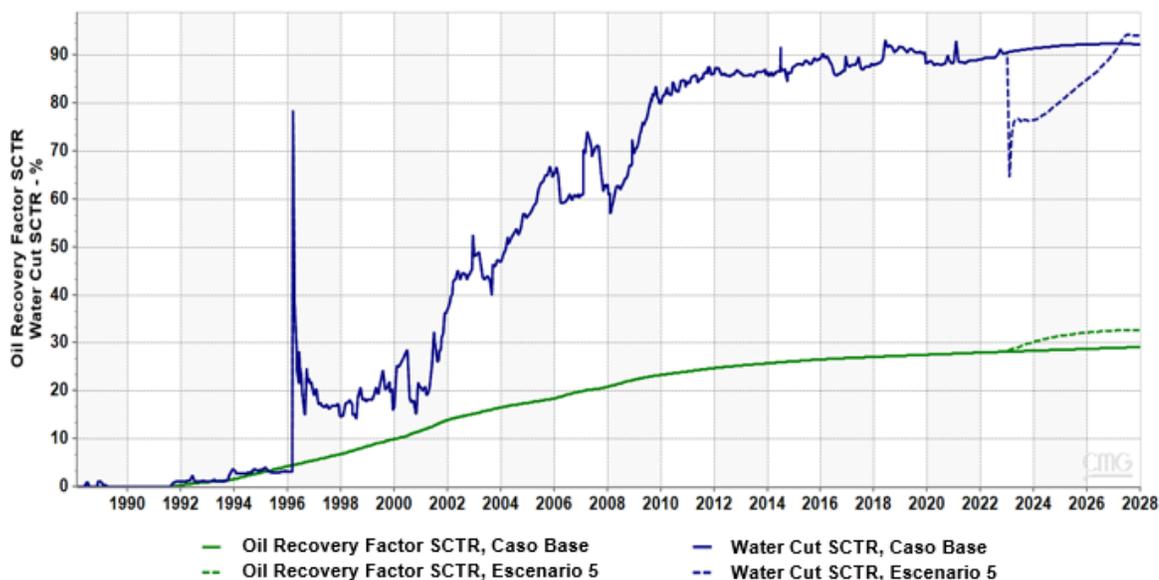


Figura 47. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 5 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el Escenario 5 de conformidad de agua por perforación de relleno (infill), la configuración horizontal del pozo productor BC-28 garantiza mayor área de drenaje del yacimiento y su ubicación en una zona con alta saturación de aceite que ha sido afectada por la inyección de agua de pozos cercanos muestra resultados favorables en cuanto a producción de aceite, sin embargo, la producción de agua también es muy alta. Al final de la simulación el factor de recobro aumenta en 3.65% con respecto al caso base, llegando a 32.82%, el corte de agua inicialmente disminuye considerablemente, pero a medida que transcurre el tiempo inicia un incremento acelerado de tal manera que al final del tiempo supera al del caso base, esto último debido a la cercanía del pozo a contacto agua-aceite OWC de esta región del yacimiento.

4.6 Escenario 6. Perforación de relleno (Infill) pozo productor horizontal BC-28 (Capa 14)

Este escenario es similar al Escenario 5 con el único cambio de perforar el pozo en la capa 14 del yacimiento para alejarlo del contacto agua-aceite, OWC. Los resultados de la simulación se muestran en las figuras 48 y 49.

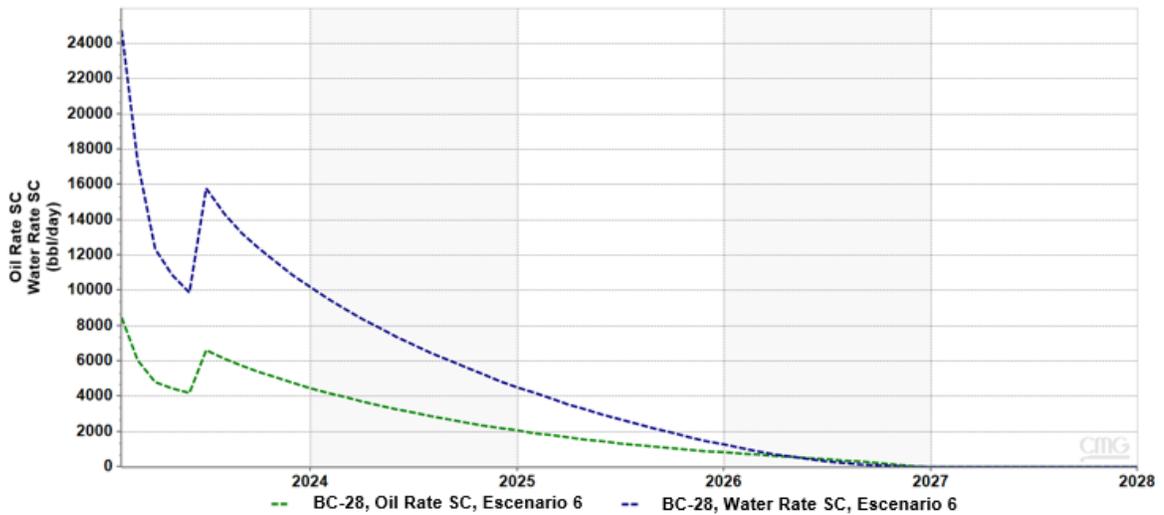


Figura 48. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-28 para el Escenario 6 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

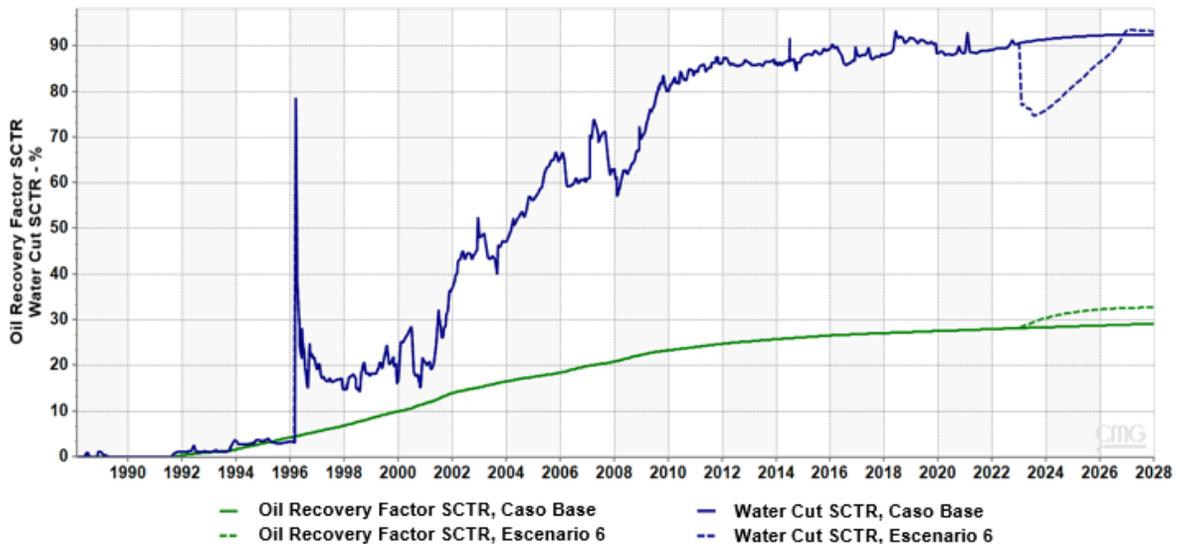


Figura 49. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 6 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el Escenario 6 de conformidad de agua por perforación de relleno (infill), en comparación con el Escenario 5, la producción de aceite es menor y la de agua mayor, esto debido a que la capa 14 se encuentra cercana a capas que han sido

mayormente influenciadas por la inyección de agua de los pozos BC-02, BC-07ST y BC-06. Al final de primer año de simulación las producciones, tanto de agua como de aceite, en los casos 5 y 6 son prácticamente iguales. El factor de recobro al final de la simulación fue de 32.78%, 3.61% por encima del caso base, pero 0.04% menor al Escenario 5.

4.7 Escenario 7. Perforación de relleno (Infill) pozo productor vertical BC-28

En el Escenario 7 se realiza simulación de las capas 14 y 15 en el área trabajada en los escenarios 5 y 6 pero esta vez el pozo perforado es un pozo vertical, la figura 50 muestra la ubicación del pozo en el yacimiento.

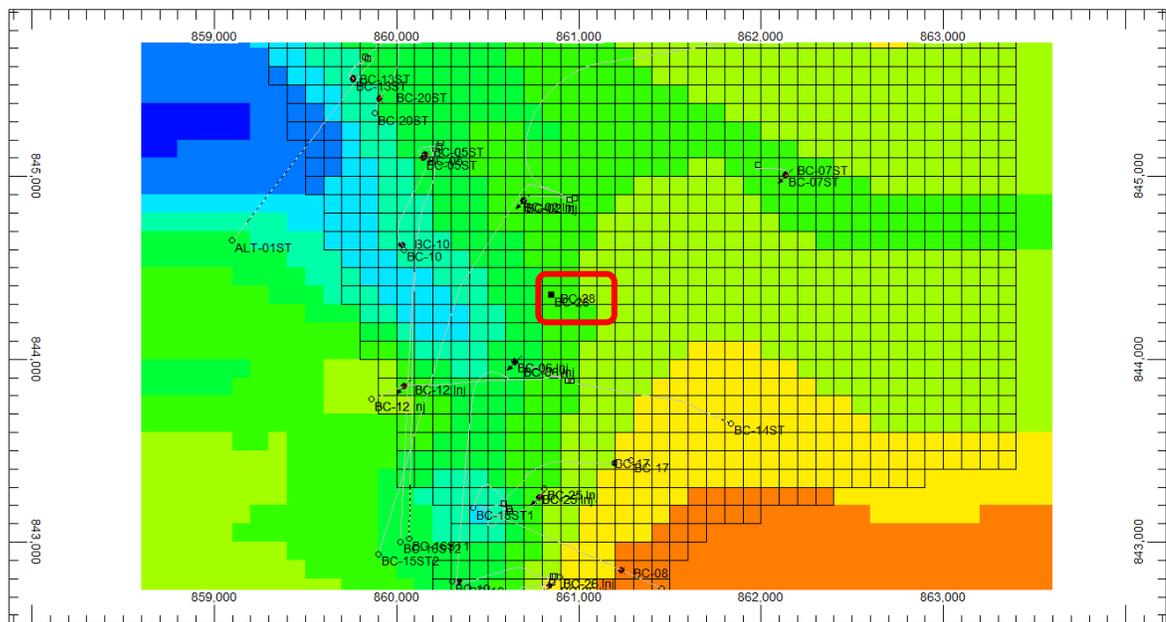


Figura 50. Ubicación del pozo vertical BC-28 para el Escenario 7.
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el Escenario 7 de conformidad de agua por perforación de relleno (infill), se evidencia que el pozo BC-28 obtiene una buena producción de aceite (3244 BOPD) y una considerable producción de agua (9700 BWPD). Al final de la simulación este pozo sigue produciendo cerca de 800 BOPD con 1000 BWPD. En comparación con los escenarios 5 y 6, la producción de aceite y agua es menor pero más estable en el tiempo. Al final de la simulación el factor de recobro aumenta en 2.37% con respecto al caso base, llegando a 31.54%. Los resultados de la simulación se muestran en las figuras 51 y 52.

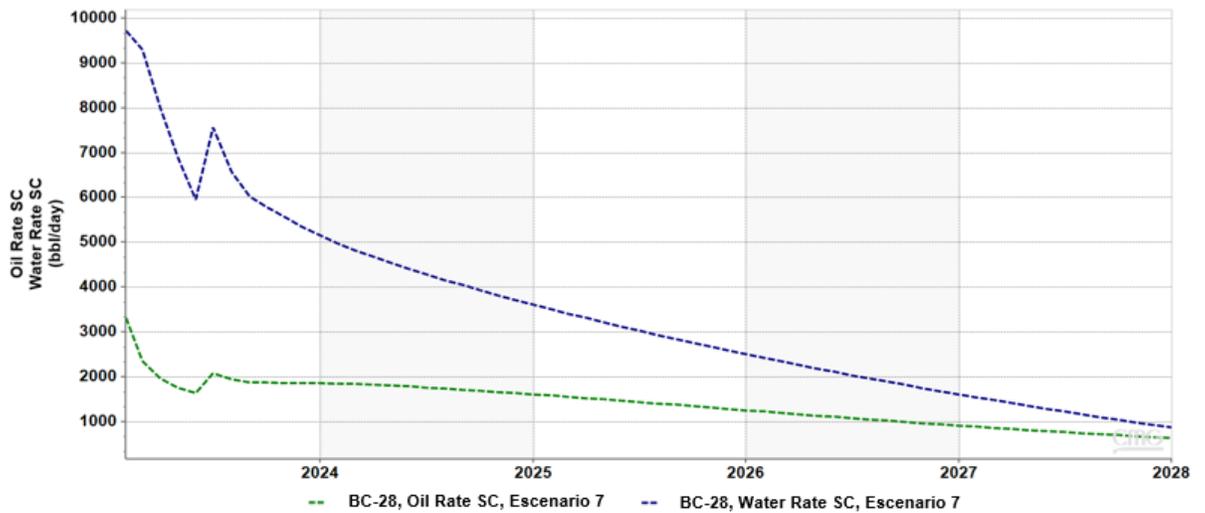


Figura 51. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-28 para el Escenario 7 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

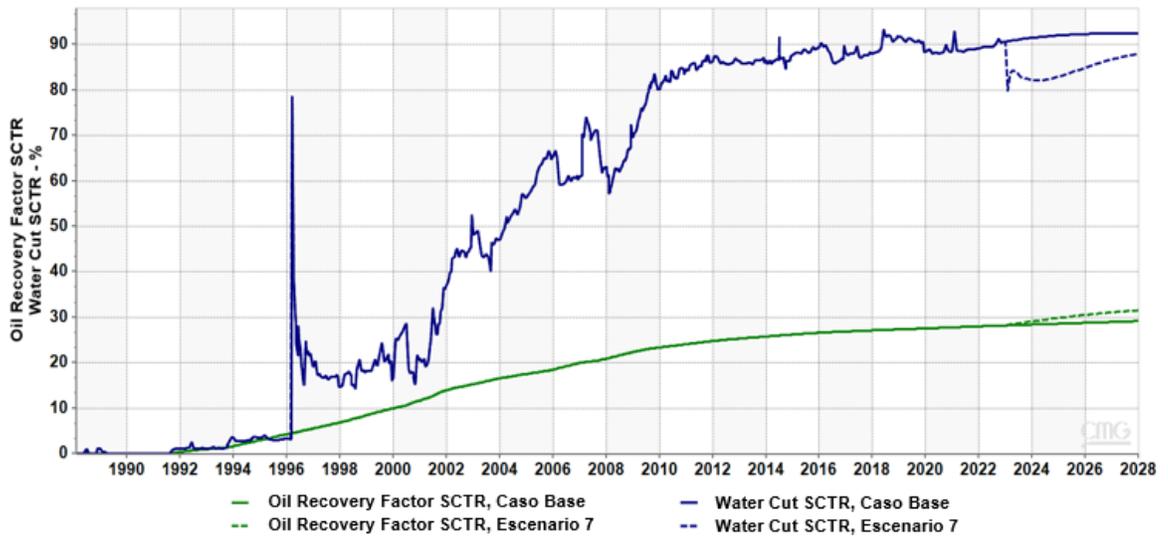


Figura 52. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 7 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

4.8 Escenario 8. Perforación de relleno (Infill) pozo productor horizontal BC-29 (Capa 3)

La figura 52 muestra la zona norte del yacimiento una buena saturación de aceite en la capa 3, área que no ha sido drenada y que ha sido afectada en su momento por la inyección de agua de los pozos inyectores hoy inactivos BC-03 y BC-04.

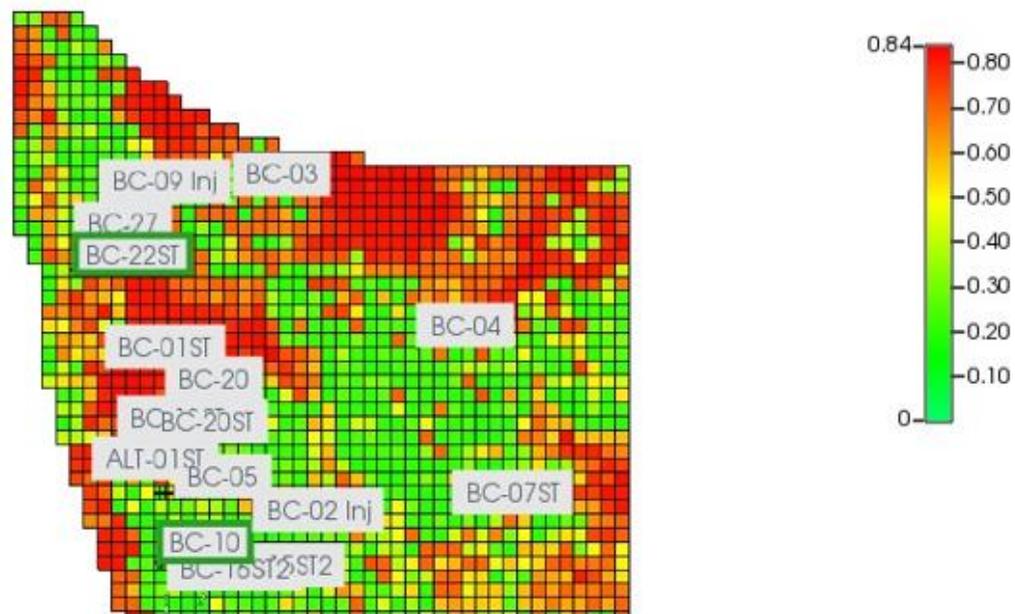


Figura 52. Vista areal de la capa 03 en zona norte del yacimiento campo BC.
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En este escenario se realiza simulación de la perforación de relleno (infill) de un pozo horizontal en la capa 3 en un área del yacimiento que no ha sido drenada y que ha estado bajo la influencia de los pozos inyectores a través del tiempo, este pozo será nombrado como BC-29 y tiene una sección horizontal de 1002 pies. En la figura 53 se muestra la ubicación del pozo BC-29 en el yacimiento. Los resultados de las simulaciones realizadas se muestran en las figuras 54 y 55.

En el Escenario 8 de conformidad de agua por perforación de relleno (infill), la configuración horizontal del pozo BC-29 que garantiza mayor área de drenaje del yacimiento y su ubicación en una zona con alta saturación de aceite que ha sido afectada por la inyección de agua de pozo cercanos, evidencia una producción de aceite, inicialmente 23000 BOPD con una declinación acelerada (3 años) debido al no mantenimiento de presión, ni empuje de agua. Al final de la simulación el factor de recobro aumenta en 2.72% con respecto al caso base, llegando a 31.89%.

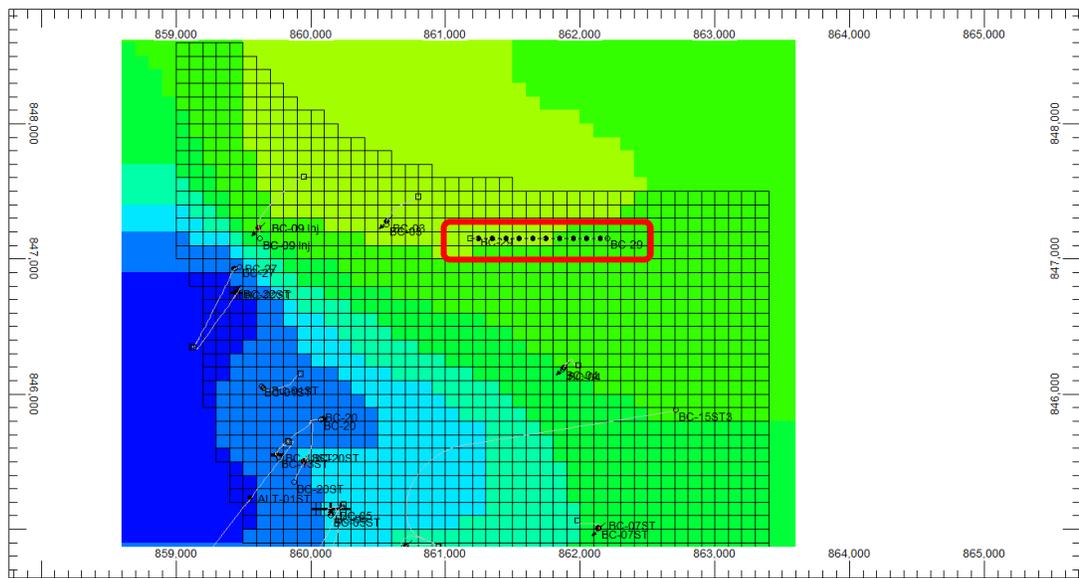


Figura 53. Ubicación del pozo horizontal BC-29 para el Escenario 5.
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

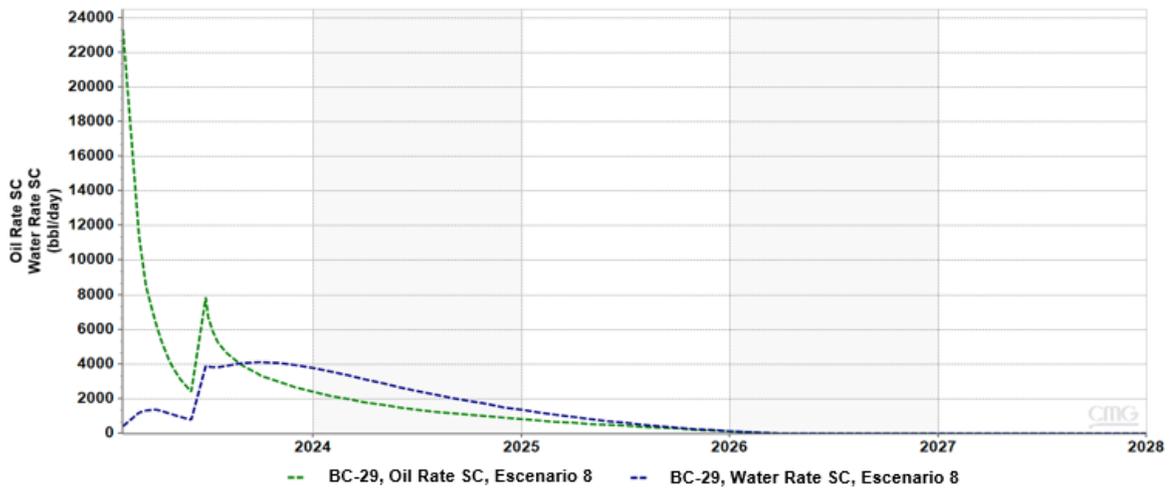


Figura 54. Pronóstico de producción de acuite y agua en el pozo BC-29 para el Escenario 8 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

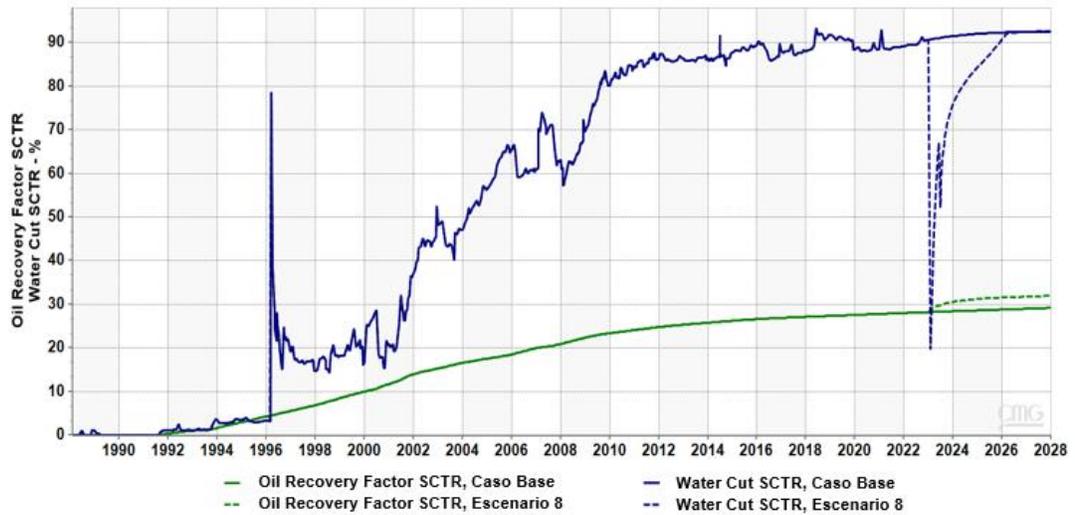


Figura 55. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 8 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

4.9 Escenario 9. Perforación de relleno (Infill) pozo productor vertical BC-30

En la figura 52 muestra una buena saturación de aceite de la zona nor-oeste del yacimiento, área que no ha sido drenada. En este escenario se realiza simulación de la perforación de relleno (infill) de un pozo productor vertical completado en las capas 1, 2, 3, 4 y 5 en un área del yacimiento que no ha sido drenada, este pozo será nombrado como BC-30. En la figura 56 se muestra la ubicación del pozo BC-30 en el yacimiento. Los resultados de la simulación se muestran en las figuras 57 y 58.

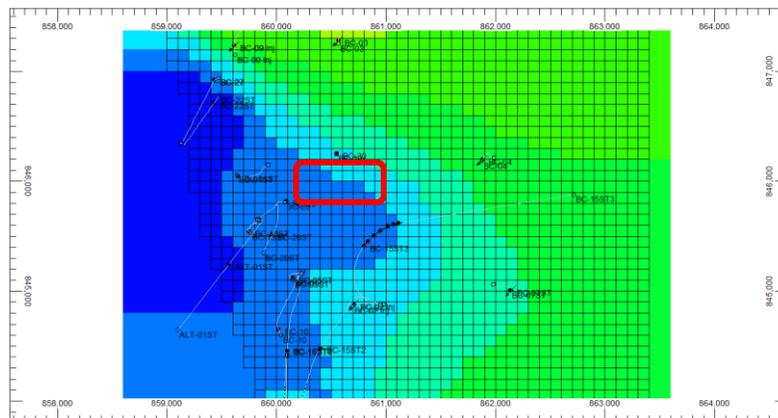


Figura 56. Ubicación del pozo vertical BC-30 para el Escenario 9.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

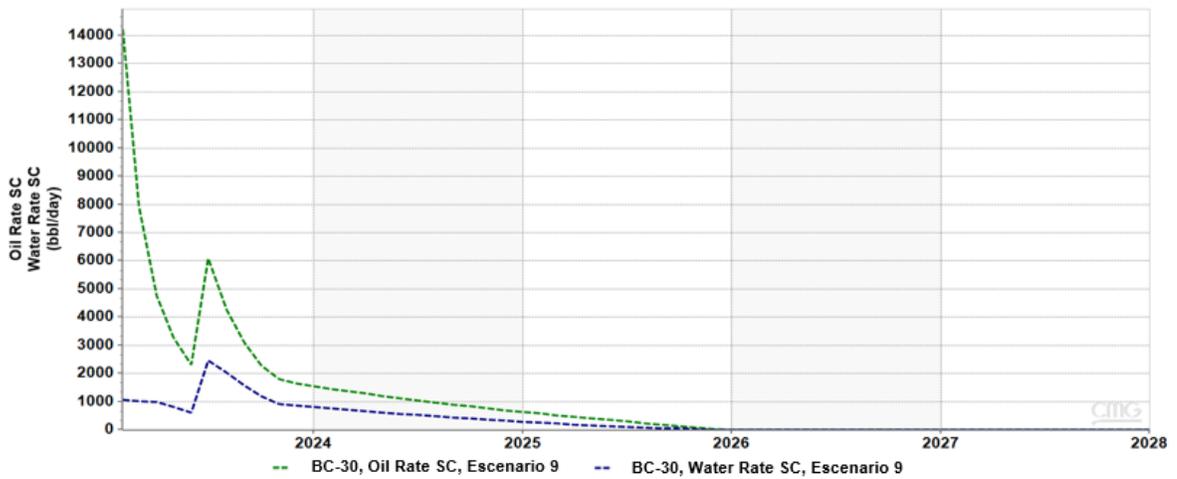


Figura 57. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-30 para el Escenario 9 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

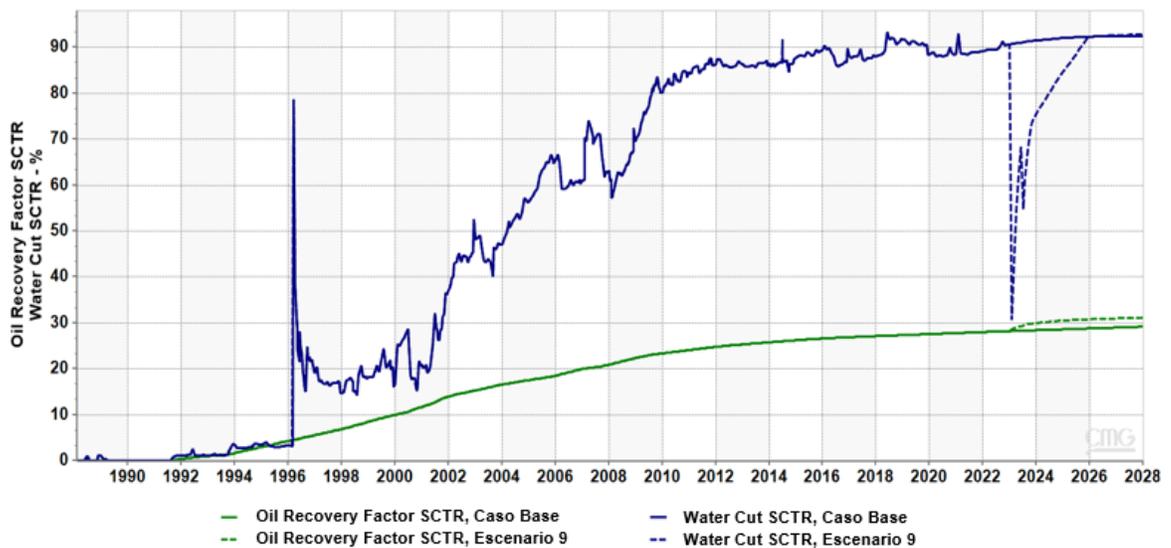


Figura 58. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 9 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el Escenario 9 de conformidad de agua por perforación de relleno (infill), se evidencia una alta producción inicial de aceite (14000 BOPD), y una baja producción inicial de agua (1000 BWPD). Sin embargo, se presenta declinación acelerada y después de 3 años la producción, tanto de aceite como de agua, caen

considerablemente debido a que en esta zona no hay mantenimiento de presión. Al final de la simulación el factor de recobro aumenta en 1.99% con respecto al caso base, llegando a 31.16%; el corte de agua disminuye al inicio, pero luego se iguala con el obtenido en el caso base, debido a la disminución en la producción de este pozo. Se descarta perforación o conversión de pozos inyectoros adicionales por el alto costo que esto implicaría.

4.10 Escenario 10. Perforación de relleno (Infill) pozo productor horizontal BC-31 (Capa 7)

La figura 59 muestra que la capa 7 en la zona central del yacimiento tiene buena saturación de aceite, esta área no ha sido drenada y que ha sido afectada en su momento por la inyección de agua de los pozos inyectoros hoy inactivos BC-02 y BC-07ST. En este escenario se realiza simulación de la perforación de relleno (infill) de un pozo productor horizontal en la capa 7 en un área del yacimiento que no ha sido drenada y que ha estado bajo la influencia de los pozos inyectoros a través del tiempo, este pozo será nombrado como BC-31. En la figura 60 se muestra la ubicación del pozo BC-31 en el yacimiento y en las figuras 61 y 62 los resultados de la simulación realizada.

En el escenario 10 de conformidad de agua por perforación de relleno (infill), se evidencia una alta producción inicial de aceite y agua (15885 BOPD y 21000 BWPD); Sin embargo, se presenta declinación acelerada y después de 3 años la producción, tanto de aceite como de agua, caen considerablemente debido a que en esta zona no hay mantenimiento de presión. Al final de la simulación el factor de recobro aumenta en 3.05% con respecto al caso base, llegando a 32.22%

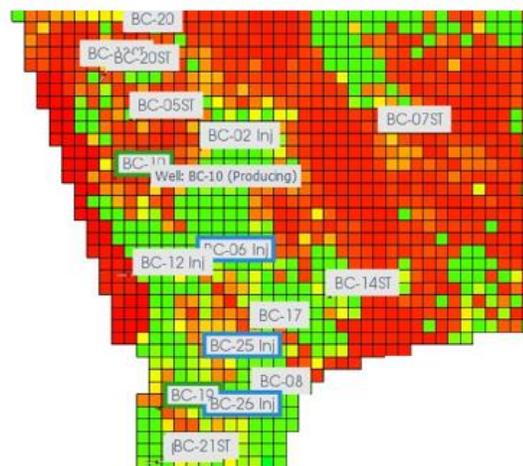


Figura 59. Vista areal de la capa 07 en zona central del yacimiento campo BC.
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

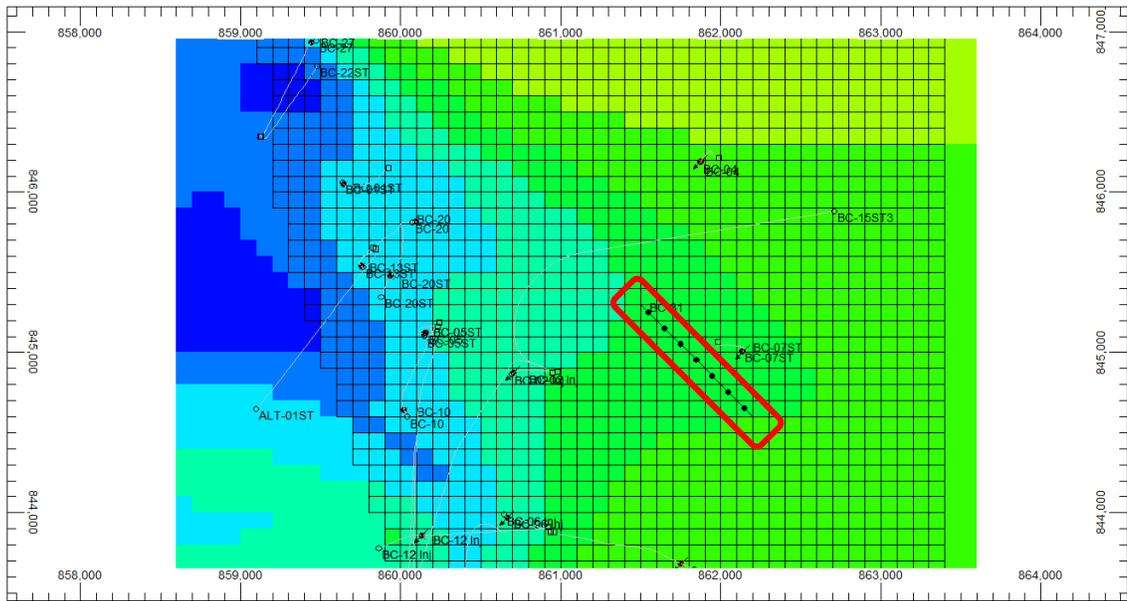


Figura 60. Ubicación del pozo vertical BC-30 para el Escenario 9.
 Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

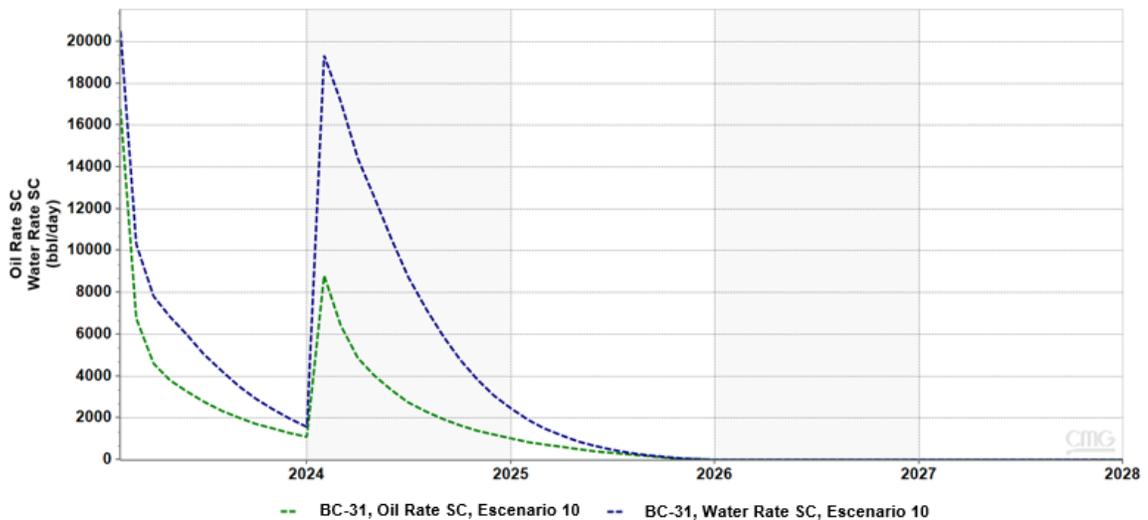


Figura 61. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-31 para el Escenario 10 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

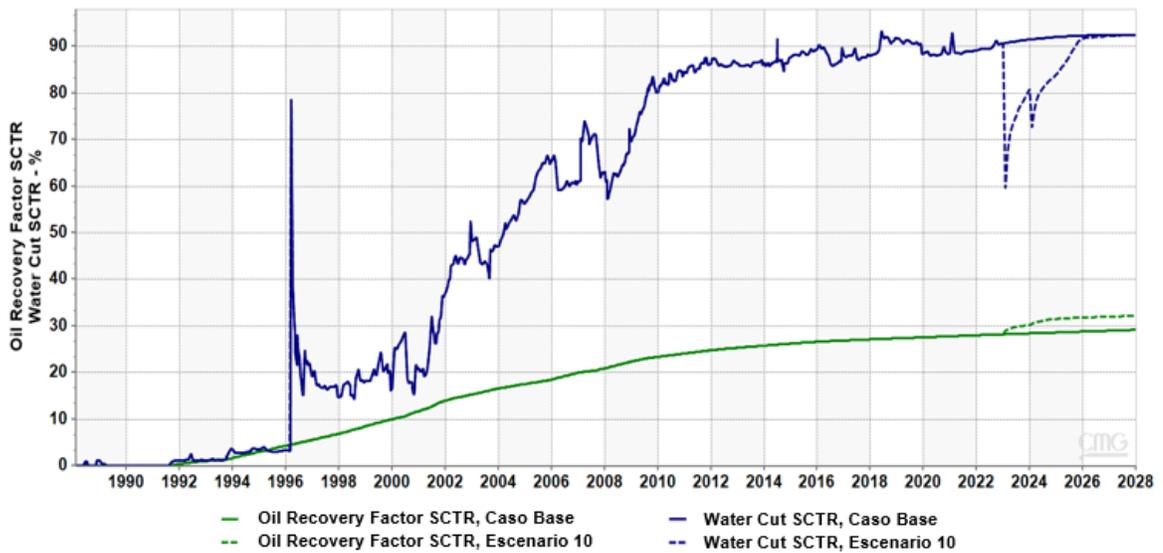


Figura 62. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 10 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

4.11 Escenario 11. Perforación de relleno (Infill) pozo productor horizontal BC-29 (Capa 3) y reactivación pozos inyectoros BC-03 y BC-04

Este escenario es una variación del Escenario 8, en el cual adicional a la perforación del pozo BC-29 se reactivan los pozos inyectoros de agua BC-03 y BC-04 con el objetivo de brindar mantenimiento de presión y empuje de agua en el yacimiento.

La simulación evidencia resultados favorables en cuanto a producción de aceite, inicialmente 15000 BOPD con declinación en 5 años a 1230 BOPD; sin embargo, la producción de agua es significativa iniciando en 6000 BWPD alcanzando un máximo 14000 BWPD en 7 meses, declinando y estabilizando en 12000 BWPD en 5 años. Al final de la simulación el factor de recobro aumenta en 4,05% con respecto al caso base, llegando a 33.22%. Los resultados de las simulaciones realizadas se muestran en las figuras 63 y 64.

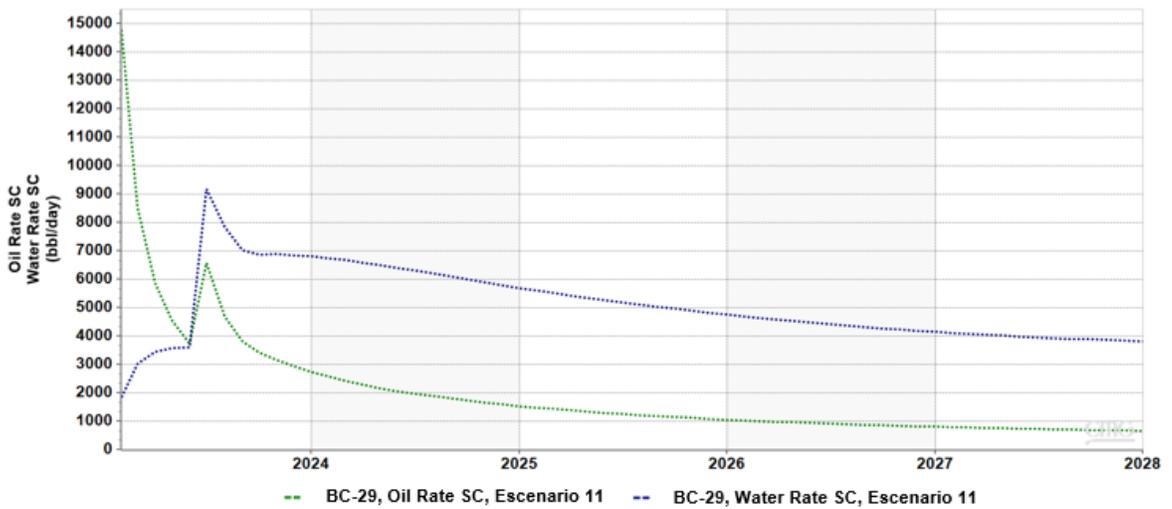


Figura 63. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-29 para el Escenario 11 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

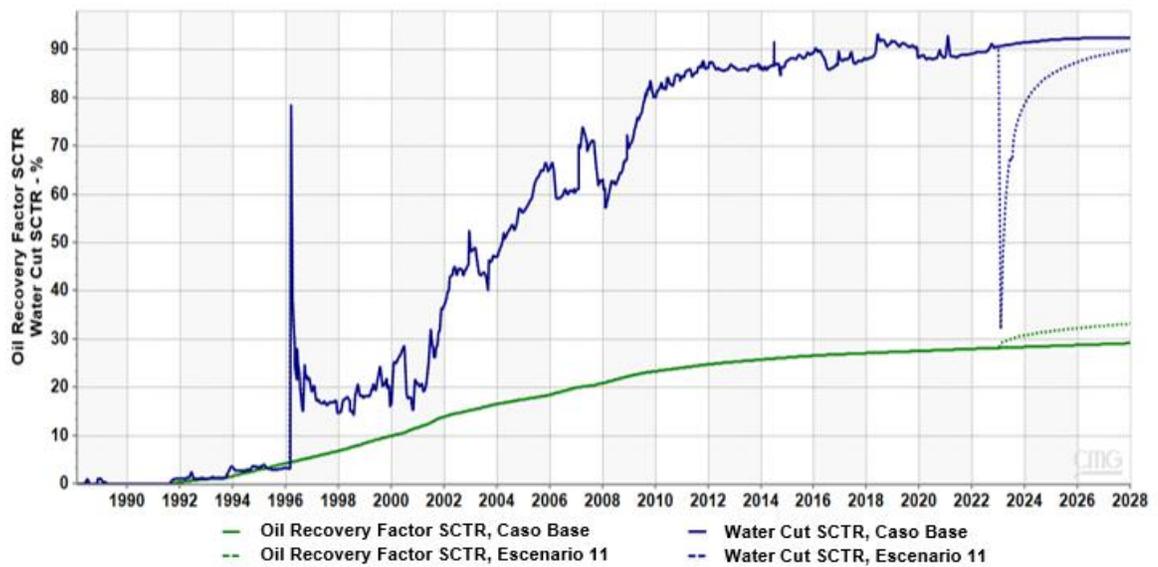


Figura 64. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para El Escenario 11 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

4.12 Escenario 12. Perforación de relleno (Infill) pozo vertical BC-30 y conversión del pozo BC-20ST como inyector

El Escenario 12 es una mejora al escenario 9 realizando la reactivación y conversión del pozo BC-20 como inyector completado en las capas 1, 2, 3 y 4 buscando mantenimiento de presión en el yacimiento, en especial en el pozo productor BC-30. Los resultados de la simulación se muestran en las figuras 65 y 66.

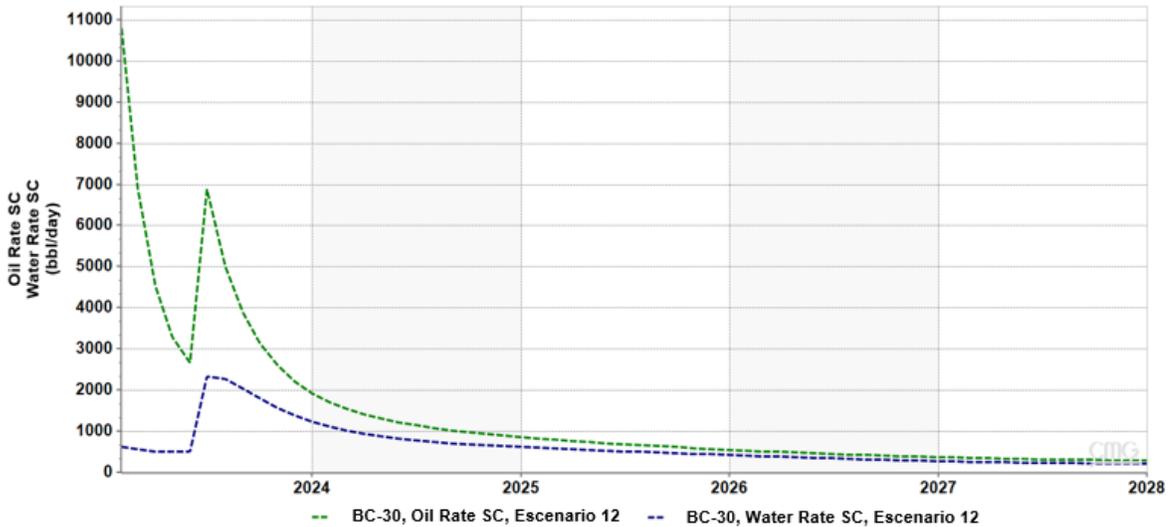


Figura 65. Pronóstico de producción de aceite y agua en el pozo BC-30 para el Escenario 12 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

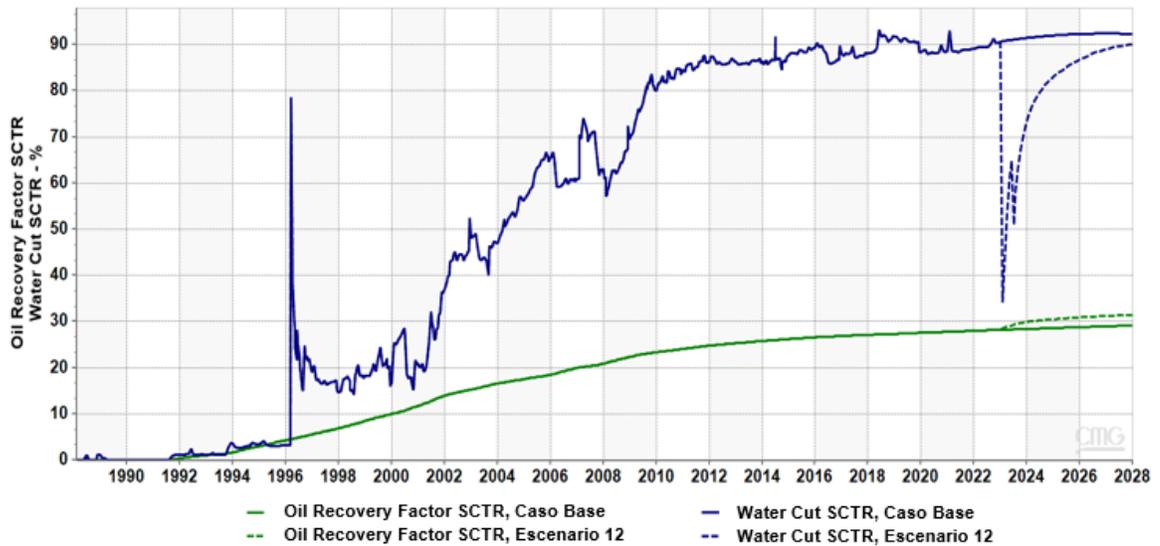


Figura 66. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 12 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el Escenario 12 de conformidad de agua por perforación de relleno (infill) y reactivación con conversión de pozo a inyector, se evidencian resultados similares a los obtenidos en el escenario 9, sin embargo, gracias al aporte de energía generado por la inyección de agua en el pozo BC-20, la producción se mantiene durante mucho más tiempo. Al final de la simulación el factor de recobro aumenta en 2.29% con respecto al caso base, llegando a 31.46%.

4.13 Escenario 13. Combinación Escenarios 1, 2 y 4.

En este escenario se realiza simulación conjunta de los Escenarios 1, 2 y 4 explicados anteriormente, con el objetivo de verificar el comportamiento de producción bajo aplicación simultanea de conformidad de agua, estos escenarios se eligieron por ser en teoría los de más viable aplicación en cuento a recursos invertidos. Los resultados de la simulación se muestran en las figuras 67 y 68.

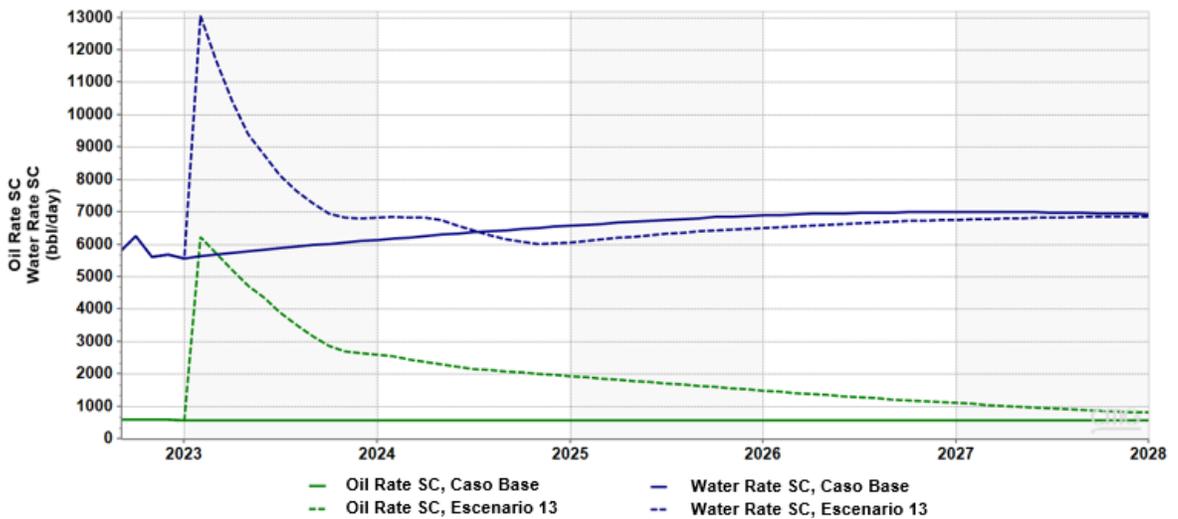


Figura 67. Pronóstico de producción de aceite y agua en el campo BC para el Escenario 13 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

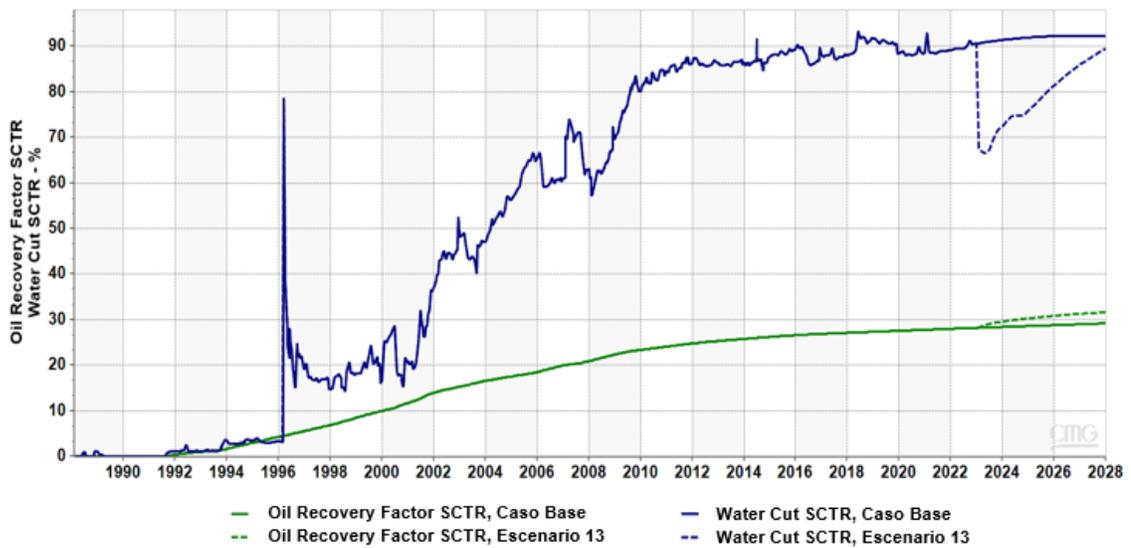


Figura 68. Comportamiento del factor de recobro y el corte de agua en el campo BC para el Escenario 13 y el caso base.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. USCO.

En el Escenario 13 de conformidad de agua por modificación de perfil de inyección y servicio de acondicionamiento del pozo (workover), se evidencia un aumento significativo en la producción de aceite y agua a 6230 BOPD y 13000 BWPD respectivamente, ambas con declinación a la básica en 5 años. Al final de la simulación el factor de recobro aumenta en 2.41% con respecto al caso base, llegando a 31.58%.

El consolidado de los resultados obtenidos en las simulaciones de los 13 escenarios analizados se plasman en la tabla 4.

Escenario	Conformidad del agua		Factor de Recobro Estimado	Vs Caso Base	Observaciones
	Tipo	Descripción			
1	Modificación perfil de inyección	Modificación patrón inyección pozo BC-06 (Cierre zonas pozo productor BC-10)	29,17%	0,00%	- Reducción en producción de agua
2		Modificación patrón inyección pozos BC-25 y BC-26 (Cierre zonas pozo productor BC-19)	29,17%	0,00%	- Reducción en producción de agua
3		Modificación patrón inyección pozo BC-26 (Cierre zonas pozo productor BC-23)	29,17%	0,00%	- Reducción en producción de agua por 1,5 años - Ligera pérdida de producción de aceite
4	Workover	Apertura (cañoneo) intervalo pozo productor BC-22ST	30,79%	↑ 1,62%	- Optimización en producción de aceite, retornando a la básica en 4,5 años. - Aumento significativo en producción de agua.
5	Perforación infill	Pozo productor horizontal BC-28 (1086' - Capa 15) Área central del yacimiento influenciada por la inyección de los pozos BC-02,BC-07ST (inactivos) y BC-06 (activo)	32,82%	↑ 3,65%	- Optimización en producción de aceite, declinación en 4,5 años - Producción de agua significativa, pozo cerca al OWC
6		Pozo productor horizontal BC-28 (1086' - Capa 14) Área central del yacimiento influenciada por la inyección de los pozos BC-02,BC-07ST (inactivos) y BC-06 (activo)	32,78%	↑ 3,61%	- Optimización en producción de aceite, declinación en 4 años - Producción de agua significativa
7		Pozo productor vertical BC-28 (Capas 14 y 15) Área central del yacimiento influenciada por la inyección de los pozos BC-02,BC-07ST (inactivos) y BC-06 (activo)	31,54%	↑ 2,37%	- Optimización en producción de aceite - Producción de agua significativa
8		Pozo productor horizontal BC-29 (1002' - Capa 3) Área norte del yacimiento influenciada por la inyección de los pozos BC-03 y BC-04 (Inactivos)	31,89%	↑ 2,72%	- Declinación acelerada de aceite. - Producción de agua significativa
9		Pozo productor vertical BC-30 (Capas 1,2,3,4,5) Área nor-oeste del yacimiento sin influencia de inyección de agua	31,16%	↑ 1,99%	- Declinación acelerada debido a no mantenimiento de presión
10		Pozo productor horizontal BC-31 (Capa 7) Área central del yacimiento influenciada por la inyección de los pozos BC-02,BC-07ST (inactivos)	32,22%	↑ 3,05%	- Declinación acelerada debido a no mantenimiento de presión - Producción de agua significativa
11		Perforación infill + reactivación inyector	Pozo productor horizontal BC-29 (1002' - Capa 3), reactivación pozos inyectores BC-03 y BC-04. Área norte del yacimiento influenciada por la reactivación de inyección de los pozos BC-03 y BC-04	33,22%	↑ 4,05%
12	Perforación infill + conversión a inyector	Pozo productor vertical BC-30 (Capas 1,2,3,4,5), reactivación y conversión pozo BC-20ST como inyector Área nor-oeste del yacimiento sin influencia de inyección de agua	31,46%	↑ 2,29%	- Optimización en producción de aceite, declinación en 5 años - Producción de agua baja
13	Modificación perfil de inyección + Workover	Combinación escenarios 1,2 y 4.	31,58%	↑ 2,41%	- Optimización en producción de aceite - Producción de agua significativa

Tabla 6. Resumen de resultados de los escenarios simulados

Fuente: Autor

Conclusiones y recomendaciones

Con la culminación del presente estudio se tienen las siguientes conclusiones:

- ✓ Haciendo uso de un software de simulación de yacimientos se genera con éxito el ajuste histórico del campo objeto de estudio con error relativo total de 6,29%, que representa de forma confiable el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y garantiza pronósticos confiables de simulación.
- ✓ Se evidencia que la causa de la baja eficiencia de barrido y la alta producción de agua en el proyecto de recobro por inyección de agua es la heterogeneidad presente en yacimiento, la cual propicia la canalización del agua inyectada y en algunos casos la recirculación de esta.
- ✓ Se descarta la conformidad de agua tipo química debido a que esta ya fue aplicada en el yacimiento por medio de un proyecto piloto en el año 2011 con resultados relativamente buenos en cuanto a aumento de producción de crudo pero que no es sostenible en el tiempo.
- ✓ Se detectan 13 escenarios de conformidad de agua tipo modificación de perfil de inyección, perforación infill de pozos productores y workover de posible aplicabilidad de en el yacimiento, de los cuales 3 mantienen el factor de recobro base (29.17%), los 10 escenarios restantes presentan un aumento en el factor de recobro de entre 1,62% hasta 4.05%.
- ✓ Todos los 13 escenarios tienen viabilidad técnica, sin embargo, se deben realizar las respectivas evaluaciones económicas en función al estado actual del activo y el plan de desarrollo que la empresa operadora del campo tenga previsto para el mismo.

Se recomienda la implementación primaria del escenario 13, dicho escenario es un método de conformidad de agua que combina la modificación del perfil de inyección de los pozos BC-06, BC-25 y BC-26 que disminuyen la producción de agua de los productores BC-10 y BC-19; y un cañoneo en el pozo productor BC-22ST, dicha combinación permitiría aumentar el factor de recobro del campo en 2,41%.

Bibliografía

- Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. Mapa de tierras. [Internet]. [Consultado 19 marzo 2023]. Disponible en: <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>
- Al-Muntasheri, G.A. and Bai, B., 2004. Waterflood conformance improvement: A review of literature. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 7(3), pp.245-255.
- Bacerra B. La República. El petróleo dejó \$18,16 billones en impuestos el año pasado, representó 1,3% del PIB. Enero 2023. [Internet]. [Consultado 18 marzo 2023]. Disponible en: <https://www.larepublica.co/economia/el-petroleo-dejo-18-16-billones-en-impuestos-el-ano-pasado-represento-1-3-del-pib-3527174#:~:text=De%20acuerdo%20con%20el%20pronunciamiento,1%2C3%25%20del%20PIB.>
- Barbosa Trillos, D. S., Pérez, H. I. Q., Villar Garcia, A., Cifuentes Marin, J., & Colmenares Vargas, K. M. (2020). Efectos de la irrupción polímero HPAM en procesos deshidratación y clarificación en tecnologías de cEOR en Ecopetrol S.A. *Revista ION*, 33(2), 7–24. <https://doi.org/10.18273/revion.v33n2-2020001> .
- Cabrera F., Romero J. "Revisión de los pozos BC-02; BC-25; BC-09 & BC-26 para definir aplicación de geles Marcit y mejorar eficiencia de barrido. TRIORCO. 2011.
- Caracol diario. Ecopetrol inaugura planta para aumentar producción en campos maduros. Noviembre 2013. [Internet]. [Consultado 18 marzo 2023]. Disponible en: <https://caracol.com.co/2023/03/30/colombia-ampliara-su-red-de-gas-natural-por-el-plan-de-desarrollo/>
- Castro García, R. H., Maya Toro, G. A., Jiménez Díaz, R., Quintero Pérez, H. I., Díaz Guardia, V. M., Colmenares Vargas, K. M., Palma Bustamante, J. M., Delgadillo Aya, C. L., & Pérez Romero, R. A. (2016). Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F - Ciencia, Tecnología Y Futuro*, 6(3), 71–90. <https://doi.org/10.29047/01225383.10>
- Castro, R., Maya, G., Mantilla, J., Diaz, V., Amaya, R., Lobo, A., Ordoñez, A., and A. Villar. "Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future." Paper presented at the SPE

Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, May 2014. doi: <https://doi.org/10.2118/169459-SP>

Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H., Lobo, A., Ordóñez, A., and J. E. Sandoval. "Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia." Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru, December 2010. doi: <https://doi.org/10.2118/139199-MS>

Castro, R., Maya, G., Sandoval, J., León, J., Zapata, J., Lobo, A., Villadiego, D., Perdomo, L., Cabrera, F., Izadi, M., Romero, J., Norman, C., and E. Manrique. "Colloidal Dispersion Gels CDG in Dina Cretáceos Field: From Pilot Design to Field Implementation and Performance." Paper presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, July 2013. doi: <https://doi.org/10.2118/165273-MS>

Computer Modelling Group Ltd, General Release 2022.10. [Programa de computador]. Calgary, Alberta, Canada

Cruz Dionicio, J. S. Análisis de una alternativa química no convencional para optimizar el factor de recobro en el campo Yaguará mediante simulación numérica. [Internet]. 2019. Fundación Universidad de América. Pág. 33, 34 [citado: 2023, marzo] Obtenida en: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7347/1/5141855-2018-1-IP.pdf>

Dake, L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering. 1^{er} edición. 1978. Elsevier, Pág. 77-98.

Escobar, F. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario. 1^{er} edición. 2006. Universidad Surcolombiana. Neiva – Colombia. Pág. 6, 11.

Fulleylove, R.J., Morgan, J.C., Stevens, D.G., and D.R. Thrasher. "Water Shut-Off in Oil Production Wells - Lessons from 12 Treatments." Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, United Arab Emirates, October 1996. doi: <https://doi.org/10.2118/36211-MS>

Gerencia de Operaciones y Regalías. Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. Datos y Estadísticas 2022 – 2023. [Internet]. [Consultado 19 marzo 2023]. Disponible en: <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>

Gerencia de Reservas y Operaciones. Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. Reservas de hidrocarburos del país, Corte a 31 de diciembre de 2021. Mayo 2022. [Internet]. [Consultado 19 marzo 2023]. Disponible en: https://www.anh.gov.co/documents/14067/Presentaci%C3%B3n_Balance_de_Reservas_-_IRR2021_20-05-2022.pdf

Haroun, Mohamed, Rahman, Md Motiur, Li, Yao, Jiang, Chengyang, Ghedan, Shawket, De Bakker, Joost, and Yongfu Wu. "Maximizing Oil Recovery Through Hybrid Smartwater Surface Active Polymer: A Novel Environomic EOR Technology." Paper presented at the SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference, Dubai, UAE, October 2019. doi: <https://doi.org/10.2118/198557-MS>

Hill, Freeman, Monroe, Steve, and Reshmy Mohanan. "Water Management-An Increasing Trend in the Oil and Gas Industry." Paper presented at the SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria, March 2012. doi: <https://doi.org/10.2118/154720-MS>

Izadi, Mehdi, Jimenez, Jaime Alberto, Zapata, Jose Francisco, Felipe Castillo, Andres, Pinto, John, and Sebastián Vicente. "Numerical Simulation of Crossed-Linked Polymer Injection in Dina Cretaceous Field: A Real Field Case Study." Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, August 2020. doi: <https://doi.org/10.2118/200378-MS>

Kim, S., Cho, H. and Lee, K., 2019. Enhanced waterflooding performance with conformal water control technology using nanocomposite hydrogel particles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, p.106276

Lee, J.H., Jin, Y. and Hwang, S.Y., 2016. A novel well placement and waterflood optimization strategy for a mature waterflooded field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, pp.55-67

Leon, J. M, Izadi, M., Castillo, A., Zapata, J. F., Chaparro, C., Jiménez, J., Vicente, S. E., and R. Castro. "Use of Cross-Linked Polymer Systems to Improve Volumetric Sweep Efficiency and Alternative Full Field Development Strategy for a Mature

- Waterflooding Optimization Processes - Dina Cretaceous Field Case." Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/190313-MS>
- Leon, J. M., Castillo, A. F., Pérez, R., Jiménez, J. A., Izadi, M., Méndez, A., Castillo, O. P., Londoño, F. W., Zapata, J. F., and C. H. Chaparro. "A Successful Polymer Flood Pilot at Palogrande-Cebu, A Low Permeability Reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia." Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/190165-MS>
- Loahardjo, Nina, Winoto, and Norman R. Morrow. "Oil Recovery From Bentheim Sandstone by Sequential Waterflooding and Spontaneous Imbibition." *Petrophysics* 54 (2013): 547–553.
- Ma, Y. and Dong, M., 2015. An experimental investigation of water conformance control in a fractured model by foam assisted water flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, pp.67-76.
- Muñoz Figueroa. H. La voz de la región. Incorporan nueva técnica para aumentar extracción de petróleo en el Huila. [Internet]. [Consultado 18 marzo 2023]. Disponible en: <https://lavozdelaregion.co/incorporan-nueva-tecnica-para-aumentar-extraccion-de-petroleo-en-el-huila/>
- Norman, C., Turner, B., Romero, J. L., Centeno, G., and E. Muruaga. "A Review of Over 100 Polymer Gel Injection Well Conformance Treatments in Argentina and Venezuela: Design, Field Implementation, and Evaluation." Paper presented at the International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Cancun, Mexico, August 2006. doi: <https://doi.org/10.2118/101781-MS>
- Paris de Ferrer, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1^{er} edición. Ediciones Astro Dala S.A. Venezuela. 2001. Pág. 1 -3
- Pérez, D., Muñoz, L. F., Acosta, W., Falla, J., Martínez, J., Vidal, G., Manrique, E., Cabrera, F., Romero, J., Izadikamoue, M., and C. Norman. "Improving Sweep Efficiency In A Mature Waterflood: Balcon Field, Colombia." Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico City, Mexico, April 2012. Pág 5-8. <https://doi.org/10.2118/150955-MS>

Pérez, R., Castro Garcia, R. H., Jiménez, R., Maya, G. A., León Hinestrosa, J. M., Reyes, J. D., Méndez, A., Castillo Mejía, A. F., Romero, M. P., Fernández Bedoya, F., Quintero Roa, L. M., and H. Quintero. "Mature Field Revitalization Using Polymer Flooding: Palogrande - Cebú Field Case." Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, May 2017. doi: <https://doi.org/10.2118/185552-MS>

Plan de desarrollo del campo Balcón – FDP 2009. Hocol S.A. Colombia. Confidencial.

Portafolio. Reportan nuevo hallazgo de petróleo en el Huila. [Internet]. [Consultado 18 marzo 2023]. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/reportan-nuevo-hallazgo-petroleo-huila-321168>

Redacción El Tiempo. Hallan más petróleo en Huila. Febrero 2007. [Internet]. [Consultado 18 marzo 2023]. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-2387114>

Rubiano Daza, H La industria petrolera el Huila en la década del 90. [Internet]. 2010 [citado: 2023, marzo] Universidad Nacional de Colombia Sede Bogotá Facultad de Ciencias Humanas Departamento de Historia. Pág. 95-110 Obtenida en: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/7460>

Salager, J. L. Recuperación mejorada de petróleo. 2005. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. Universidad de los Andes. Venezuela. Cuaderno FIRP # S357C. Pág. 3 - 4. Obtenido en: <https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S357C.pdf>

Sydansk, Robert D., and Phillip E. Moore. "Gel conformance treatments increase oil production in Wyoming." *Oil and Gas Journal;(United States)* 90.3 (1992).

Thornton, K., Soliman, M. Y., and R. Jorquera. "Optimization of Inflow Control Device Placement and Mechanical Conformance Decisions Using a New Coupled Well-Intervention Simulator." Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru, December 2010. doi: <https://doi.org/10.2118/139435-MS>

Varshney, Mayank, Goyal, Aman, Goyal, Ishank, Jain, Akanksha, Pandey, Nimish, Parasher, Arunabh , Vermani, Sanjeev , Negi, Anil Singh, and Vinit Sharma. "Improving Conformance in an Injector Well Using Delayed Crosslink Polymer Gel: A Case Study." Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, October 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/192136-MS>

Zhang, H. and Zhang, D., 2019. Applications of X-ray computed tomography in waterflooding research: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, p.106180.